

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт кибернетики

Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

Модернизация АС блока стабилизации давления в магистральном трубопроводе нефтеперекачивающей станции

УДК 622.692.4.05-52:531.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т21	Ромкин Алексей Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Аспирант ТПУ	Стариков Дмитрий Павлович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры МЕН ИСГТ ТПУ	Николаенко Валентин Сергеевич	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Антоневич Ольга Алексеевна	Кандидат биологических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ИКСУ	Лиепиныш Андрей Вилнисович	Кандидат технических наук		

Томск – 2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Проявлять необходимые научные и математические знания для решения инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P2	Необходимо быть осведомленным в отечественном и в зарубежном опыте в области теории, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Использовать знания для постановки и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов
P4	Знать как использовать нужные аналитические методы и доказывать свою правоту в правильности решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Знать, какое именно использовать программное оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Необходимо знание иностранного языка на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием, языковых и социально – экономических различий.
P9	Продуктивно решать задачи индивидуально, как руководитель, брать на себя ответственность за выполнение своих действий и своего коллектива.
P10	Должен иметь широкую эрудицию в различных вопросах. Такие как: политические проблемы, вопросы безопасности и охраны здоровья и другие.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт кибернетики

Направление подготовки (специальность) 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ИКСУ

(Подпись) _____ (Дата) Лиепиньш А.В.
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
8Т21	Ромкин Алексей Андреевич

Тема работы:

Концептуальный проект автоматизированной системы установки стабилизации нефти

Утверждена приказом директора (дата, номер)

16.03.2016 г. №1641/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является блок стабилизации давления магистрального насосного агрегата в нефтеперекачивающей станции. Режим работы непрерывный. На ГНПС происходит прием, подготовка и отпуск нефти.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводов 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Microsoft Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводов, выполненная в Microsoft Visio 4 Функциональные схемы автоматизации (ГОСТ 21.404–85 и ANSI/ISA–S 5.1–84), выполненные в Microsoft Visio 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР, выполненные в MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Схема информационных потоков 11 Трехуровневая структура АС</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Николаенко Валентин Сергеевич</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Антоневич Ольга Алексеевна</p>
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
<p>18.05.2016 г.</p>	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Аспирант	Стариков Дмитрий Павлович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т21	Ромкин Алексей Андреевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт кибернетики
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов
и производств
Кафедра интегрированных компьютерных систем управления
Уровень образования – бакалавр
Период выполнения – осенний/весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.05.2016 г.	Основная часть	60
17.05.2016 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
26.05.2016 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная звание	степень,	Подпись	Дата
Аспирант	Стариков Д.П.				

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная звание	степень,	Подпись	Дата
ИКСУ	Лиепиньш А. В.	к.т.н.			

Оглавление	
РЕФЕРАТ	9
ГЛОССАРИЙ	10
Обозначения и сокращения	13
Цвета, используемые при проектировании экранных форм	15
ВВЕДЕНИЕ	16
1. Техническое задание	17
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	17
1.2 Требования к автоматике	17
1.3 Требования к техническому обеспечению	19
1.4 Требования к метрологическому обеспечению	19
1.5 Требования к программному обеспечению	20
1.6 Требования к математическому обеспечению	20
1.7 Требования к информационному обеспечению	20
2. Основная часть	21
2.1 Описание технологического процесса	21
2.2 Выбор архитектуры АС	22
2.3 Разработка структурной схемы АС	26
2.4 Функциональная схема автоматизации	27
2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013	27
2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA	27
2.5 Разработка схемы информационных потоков	29
2.6 Выбор средств реализации	32
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования	32
2.6.2 Выбор датчика-сигнализатора уровня	38
2.6.3 Датчик температуры	40
2.6.4 Датчик вибрации	42
2.6.5 Датчик давления	44

2.6.6 Выбор исполнительных механизмов.	50
2.7 Разработка схемы внешних проводок	55
2.8 Выбор алгоритмов управления АС	56
2.8.1 Алгоритм сбора данных измерений	57
2.8.2 Алгоритм автоматического управления технологическим параметром	57
2.9 Экранные формы АС	62
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	64
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	64
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	64
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений	65
3.1.3 Технология QuaD	67
3.1.4 SWOT – анализ	68
3.2 Планирование научно–исследовательских работ	69
3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	70
3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования	71
3.3 Бюджет научно–технического исследования	74
3.3.1 Расчет материальных затрат	74
3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование	74
3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	75
3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	75
3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	76
3.3.6 Накладные расходы	76
3.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта	77
4. Социальная ответственность	78
4.1 Производственная безопасность	78
4.1.1 Отклонения показателей микроклимата	79
4.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны	80

4.1.3 Повышенный уровень шума	84
4.1.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений	85
4.2 Электробезопасность	87
4.3 Экологическая безопасность	88
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
4.4.1 Пожарная безопасность	89
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	91
4.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.	91
4.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	91
Заключение	93
Список используемых источников	94

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 с., 15 рис., 33 табл., 38 источников, 7 прил.

Ключевые слова: блок стабилизации давления, магистральный насосный агрегата, scada, температура, давление, управление, контроль.

Объектом исследования является блок стабилизации давления магистрального насосного агрегата.

Цель работы – модернизация автоматизированной системы блока стабилизации давления магистрального трубопровода нефтеперекачивающей станции с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данной выпускной квалификационной работе была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Modicon M340 BMXP34 2020, с применением SCADA-системы Trace Mode.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Предоставленная система увеличит производительность, повысит точность и надежность измерений, уменьшит число аварий.

ГЛОССАРИЙ

Термин	Определение
АС	Автоматизированная система это - комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса.
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	Интерфейс – это совокупность средств для обеспечения взаимодействия между техническими устройствами.
Видеокадр	Видеокадр – это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм и т.п.
Мнемосхема	Мнемосхема – это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ
Мнемознак	Мнемознак – это представление объекта контроль или технологического параметр на экране АРМ.
Интерфейс оператора	Интерфейс оператора – это совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой
Профиль АС	Понятие «профиль» определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений необходимых для реализации требуемых наборов функций АС.

Протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet)	Протокол – это набор правил, которые необходимы для реализации соединения и обмена данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами
Техническое задание на АС	Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы
Технологический процесс	Технологический процесс – это упорядоченная последовательность взаимосвязанных действий, выполняющихся с момента возникновения исходных данных до получения требуемого результата.
СУБД	Система управления базами представляет собой комплекс языковых и программных средств, обеспечивающие управление созданием и использованием баз данных.
Архитектура АС	Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых конструируется АС
ФЮРА. 425280	ФЮРА это – код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85
Стандарт	Стандарт – образец, эталон, модель, принимаемые за исходные для сопоставления с ними др. подобных объектов.











Объект управления	Объект управления – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления
Диспетчерский пункт (ДП)	Диспетчерский пункт – центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии производства
ТЕГ	ТЕГ – метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры
Корпоративная информационная система (КИС)	Корпоративная информационная система – это масштабируемая система, предназначенная для комплексной автоматизации всех видов хозяйственной деятельности больших и средних предприятий, в том числе корпораций.
Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор	Устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра.
Modbus	Modbus – это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер»

Обозначения и сокращения

Аббревиатура	Краткая характеристика
OSI(OpenSystemsInterconnection)	Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем
PLC (ProgrammableLogicControllers)	Программируемые логические контроллеры (ПЛК).
HMI (HumanMachineInterface)	Человеко-машинный интерфейс
OSE/RM (Open System Environment Reference Model)	Базовая модель среды открытых систем
API (ApplicationProgramInterface)	Интерфейс прикладных программ
EI (ExternalEnvironmentInterface)	Интерфейс внешнего окружения
OPC (ObjectProtocolControl)	OLE для управления процессами
OLE (Object Linking and Embedding)	Протокол, определяющий взаимоотношение объектов различных прикладных программ при их компоновке в единый объект/документ
SNMP (Simple Network Management Protocol)	Протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP
ODBC (OpenDataBaseConnectivity)	Программный интерфейс доступа к базам данных (открытая связь с базами данных)
ANSI/ISA (American National Standards Institute/ Instrument Society of America)	Американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей
DIN (DeutschesInstitutfürNormung)	Немецкий институт по стандартизации

IP (InternationalProtection)	Степень защиты
LAD (Ladder Diagram)	Язык релейной (лестничной) логики
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АРМ	Автоматизированное рабочее место
ГС	Газовый сепаратор
НПС	Нефтеперекачивающая станция
МНА	Магистральный насосный агрегат
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПО	Программное обеспечение
ЩУ	Щит управления
УРД	Узел регулирования давления

Цвета, используемые при проектировании экранных форм

Цвет	Название	RGB
	Белый	255, 255, 255
	Синий	0, 0, 255
	Желтый	255, 255, 0
	Зеленый	0, 255, 0
	Красный	255, 0, 0
	Оранжевый	255, 204, 0
	Коричневый	170, 88, 5
	Серый	192, 192, 192
	Черный	0, 0, 0
	Темно-серый	128, 128, 128

ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация – направление научно-технического прогресса, в котором используются саморегулирующие технические средства. Данные средства обеспечивают обслуживающий персонал свободой от непосредственного принятия решений в процессах получения, передачи и использования энергии. Саморегулирующие технические средства имеют очень важную и востребованную функцию на предприятиях, они существенно сокращают трудоемкость поставленных задач. Для того чтобы предприятия работали постоянно и безопасно, необходимо, чтобы автоматизация технологических процессов и производств была под контролем опытных специалистов и выполнена качественно по необходимым стандартам. Все промышленные объекты в той или иной степени оснащаются средствами автоматизации.

В данной выпускной квалификационной работе преследуется цель импортозамещения. Политика импортозамещения стимулирует государственные и частные компании активнее участвовать в экономике страны, развивать промышленное производство, обучать персонал, а также строить национальные сети поставщиков оборудования и услуг. Основным недостатком импортозамещения был в том, что продукция была не качественная, по сравнению с зарубежными конкурентами, но со временем эту проблему устранили. Выбор контроллерного оборудования и выбор датчиков был сделан исходя из принципа импортозамещения. С этим принципом будет намного меньше трат на оборудование и на его обслуживание.

1. Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Цели разработки системы АСУ ТП:

- уменьшить потери всех видов ресурсов.
- уменьшить обслуживающий персонал;
- увеличить производительность оборудования;

Основные задачи создания АСУ ТП:

- усовершенствовать условия труда эксплуатационного персонала за счет централизации рабочих мест;
- реализация дистанционного контроля и управления всей системой с щита оператора;
- существенно уменьшить потери нефти;
- повысить безопасность технологических процессов за счет высоконадежных средств сигнализации;
- производить необходимые требования, устранить ошибочные действия оперативного производственного персонала при ведении технологического процесса.

1.2 Требования к автоматике

Средства автоматизации нужны для того, чтобы создавать главные функции:

- дистанционный контроль и регистрацию текущих значений основных технологических параметров;
- защиту основного оборудования;
- автоматическое регулирование технологического процесса.

Блок стабилизации давления ГНПС должен обеспечивать следующее:

– измерение:

- 1) Давления на всасывании МНА;
- 2) Давления нагнетания МНА;
- 3) Вертикальной вибрации переднего подшипника МНА;
- 4) Вертикальной вибрации заднего подшипника МНА;
- 5) Температуры переднего подшипника МНА;
- 6) Температуры заднего подшипника МНА;
- 7) Температуры корпуса МНА;
- 8) Вибрации переднего подшипника ЭД;
- 9) Вибрации заднего подшипника ЭД;
- 10) Температуры переднего подшипника ЭД;
- 11) Температуры заднего подшипника ЭД;
- 12) Температуры сердечника и обмоток статора ЭД;
- 13) Температуры внутри корпуса ЭД;

– контроль дискретных параметров:

- 1) Отсутствия необходимого давления в системе маслоснабжения МНА;
- 2) Максимального давления в системе маслоснабжения МНА;
- 3) Отсутствия необходимого давления в системе водяного охлаждения ЭД;
- 4) Максимального давления в системе водяного охлаждения ЭД;;
- 5) Максимального уровня нефти в поплавковой камере системы контроля утечек торцевых уплотнений.

– управление:

- 1) Задвижкой с электроприводом на выходе МНА;
- 2) Задвижкой с электроприводом на входе МНА.

1.3 Требования к техническому обеспечению

Главное требование к оборудованию заключается в том, чтобы оно было устойчивым к внешним воздействиям и к температурам от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

Контроллеры имеют модульную архитектуру, она позволяет свободную компоновку каналов ввода/вывода.

Технические средства должны быть защищены от попадания влаги, пыли. Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения должны иметь время наработки на отказ не менее 100 тыс. час.

Датчики должны быть защищены от вибрации и от ударных нагрузок и при этом быть работоспособны и надежны. Они должны обеспечивать надежную работу измерений.

1.4 Требования к метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение одно из самых важных и востребованных обеспечений, оно создает основы обеспечения качества измерений.

Метрологическое обслуживание должно давать возможность комплексной поверки или калибровки. Основная относительная погрешность датчиков температуры, вибрации, сигнализаторов должна составлять не более 0,2%.

Метрологическое обеспечение осуществляется в целях получения результатов измерений, использование которых позволяет:

- вести контроль над безопасностью персонала и состояние окружающей среды;
- устранить риск принятия ошибочных решений и действий при управлении;
- продуктивно руководить технологическим процессом при этом, обязательно соблюдать условия безопасности.

1.5 Требования к программному обеспечению

Состав набора функций конфигурирования: формирование и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам; конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков.

Средства формирования специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и должны соответствовать средствам разработки.

1.6 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение АС обязано быть совокупностью математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, использующие при эксплуатации АС и позволяющие реализовывать различные компоненты АС средствами единого математического аппарата.

1.7 Требования к информационному обеспечению

В состав информационного обеспечения входит совокупность решений по формам, организации, содержанию, распределению, хранению и объемам информации, используемой в системе при ее функционировании, правила манипулирования этой информацией.

Для реализации информационной функции в АСУ ТП осуществляется сбор и первичная обработка информации о непосредственно измеряемых параметрах.

2. Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

На основе полученной оперативной, достоверной и достаточной информации об объекте управления и разработанного программного обеспечения становится возможной реализация функций модернизация автоматизированной системы блока стабилизации давления в ГНПС.

Рассмотрим состав ГНПС:

1. Магистральная насосная;
2. Узел учёта;
3. Резервуарный парк;
4. Подпорная насосная;
5. Узел регулирования давления;
6. Фильтры-грязеуловители;
7. Технологические трубопроводы;
8. Узлы предохранительных устройств.

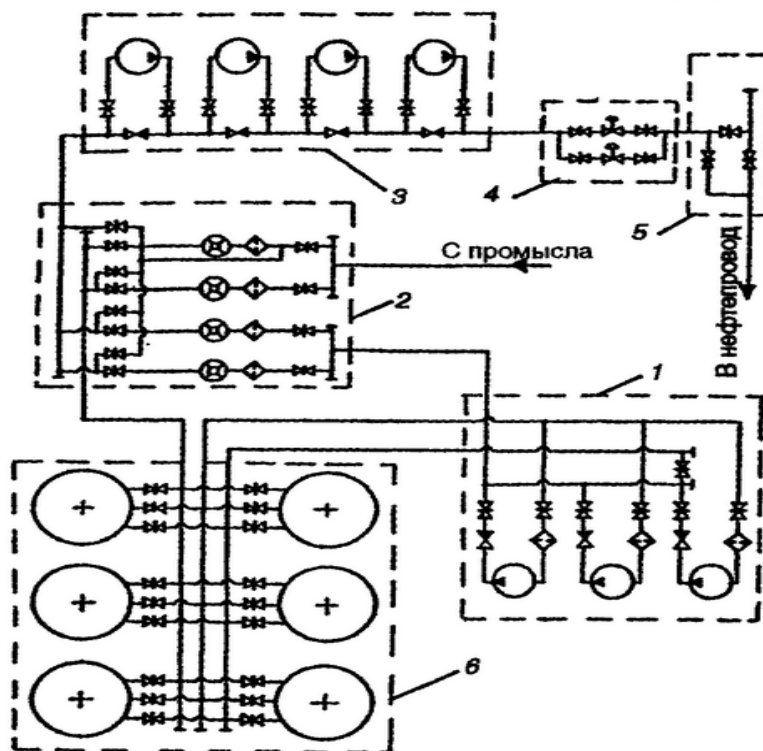


Рис. 1 Технологическая схема ГНПС

1 - подпорная насосная; 2 - площадка фильтров и счётчиков; 3 - магистральная насосная; 4 - камера регуляторов давления; 5 – камера пуска очистительных устройств; 6 – резервуарный парк.

Подготовленная к транспортировке нефть поступает на УПС станции. УПС принимает товарную нефть с промыслов для последующей подачи на ФГУ. Нефть, прошедшая УПС поступает на ФГУ, там происходит ряд очистительных мероприятий от примесей. Очищенная нефть поступает в РП.

РП ГНПС располагает для создания запасов нефти для обеспечения непрерывной работы трубопровода в случае прекращения или неравномерной поставки нефти с промысла. В зависимости от режима работы станции, схема позволяет либо направлять нефть в резервуары при ремонте и аварии на магистральном участке нефтепровода, либо вести непрерывную поставку нефти потребителю при неравномерных поставках с промыслов.[2]

ПНС расположена для создания давления на входе магистральных насосных агрегатов для того, чтобы уменьшить зон пониженного давления в них. Подпорные насосные агрегаты соединяются параллельно.[3]

МНА на МНС создают главный напор, который необходим для дальнейшей транспортировки нефти по магистральному трубопроводу. За МНС находится КРД. Она регулирует давление на выходе станции путём дросселирования, а именно регулированием степени открытия заслонок КРД.

2.2 Выбор архитектуры АС

Архитектура информационной системы показывает ее основную логическую организацию, она описывает методы кодирования и определяет интерфейс пользователя с системой. Профиль – это набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи (АС). [4]

Основные функциональные профили АС:

- 1) профиль прикладного программного обеспечения;
- 2) профиль среды АС;
- 3) профиль защиты информации в АС;
- 4) профиль инструментальных средств, встроенных в АС.

На рисунке 2 показана схема эталонной модели OSE/RM, которая закреплена главным документом ISO/IEC 14252. Эта базовая модель среды открытых систем предусматривает разделение АС на прикладное ПО. Данное ПО реализует заданные функции информационной системы, платформу, которая обеспечивает подготовку и выполнение приложений, а также внешнюю среду. Все выделенные уровни модели связаны интерфейсами: API – интерфейсы прикладного программирования и EEI – интерфейсы внешнего окружения.

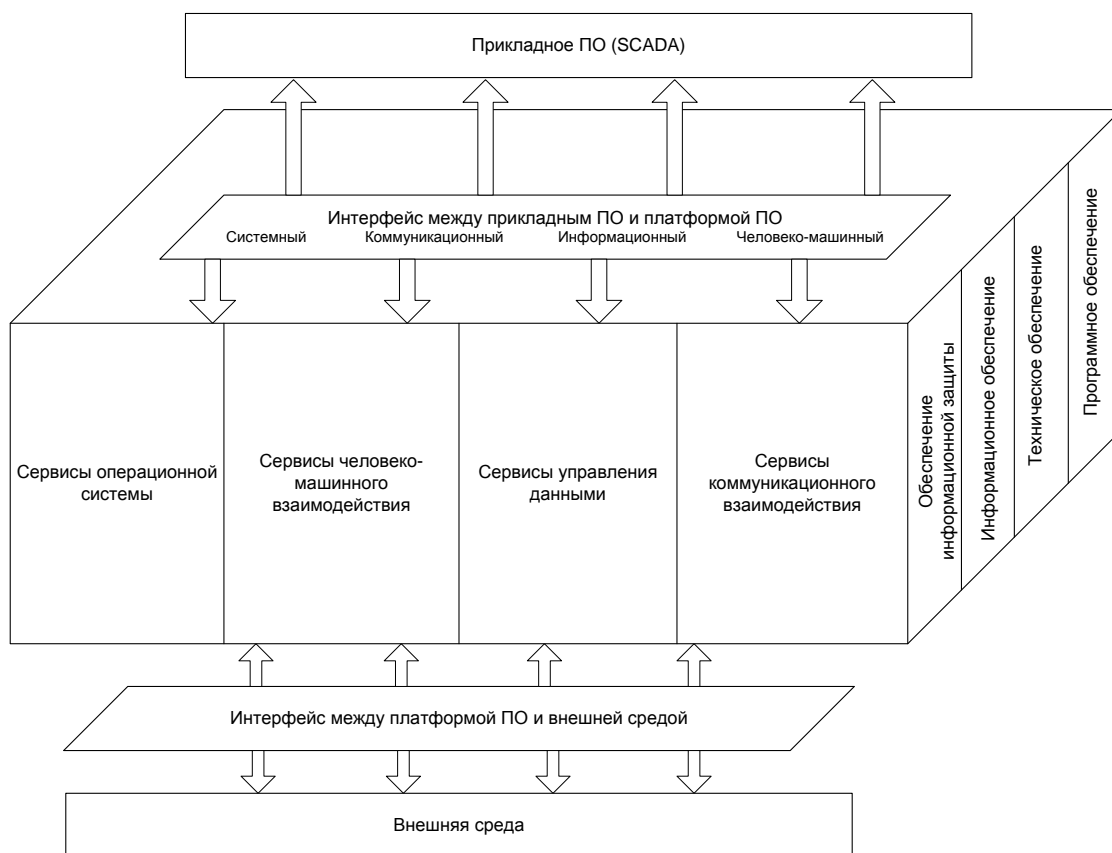


Рис. 2 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM ГНПС

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM предусматривает разбиение ПО на три уровня:

- внешняя среда;
- платформа сервисов;
- прикладное ПО.

Уровни взаимодействуют между собой через интерфейсы. Внешней средой АС является полевой уровень АС. Платформа сервисов предоставляет сервисы классов API и EEI через соответствующие интерфейсы.

Верхний уровень (прикладное ПО) включает в себя SCADA-системы, СУБДиНМИ.

Датчики и исполнительные устройства связаны со SCADA путем унифицированного токового сигнала 4...20 мА. Она использует для передачи данных последовательные линии связи RS-485, RS-422, RS-232, а также сети TCP/IP. Доступ к датчикам и исполнительным устройствам со всех уровней управления предприятием осуществляется посредством стандарта PROFINET, который поддерживает практически все существующие сети полевого уровня. Связь источника бесперебойного питания со SCADA происходит путем протокола SNMP, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управляя сетевым оборудованием различных типов, наблюдать за работой служб OSE/RM и анализировать отчеты по их работе за заданный период. SNMP необходим для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Создание отчетов в АС строится с использованием протокола ODBC, он позволяет единообразно оперировать с разными источниками данных.

Профиль среды АС обязан включать в себя стандарт протокола транспортного уровня Modbus, стандарты локальных сетей (стандарт Ethernet IEEE 802.3), а также стандарты средств сопряжения проектируемой АС с сетями передачи данных общего назначения.

Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные [1]:

- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных системы;
- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

Номенклатура базовых стандартов и ПО для профиля АС ГНПС приведена в таблице 1.

Таблица 1- номенклатура базовых стандартов и ПО

№ документа	Web-адрес стандарта	Назначение	Web-адрес поставщика
IEC 61131-3 Programming Languages	http://www.plcopen.org/pages/tc1_standards/iec_61131_3	Языки программирования ПЛК	http://www.systec-electronic.com
Ethernet IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 u	http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3	Локальная вычислительная сеть	http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3
X.800(ITU-T)	http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodnye-rekomendacii	Профиль защиты информации	http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodnye-rekomendacii-itu-t--standarty-etsi.html

	i-it-u-t-- standarty- etsi.html		
Стандарты OPC	http://ru.wikipedia.org/wiki/OPC	Решение задач взаимодействия клиента с сервером	http://ru.wikipedia.org/wiki/OPC
Стандарт PROFINET (IEC 61850)	http://en.wikipedia.org/wiki/IEC61850	Доступ к устройствам полевого уровня	http://en.wikipedia.org/wiki/IEC61850

2.3 Разработка структурной схемы АС

Централизованное управление реализуется командами открыть, закрыть, включить, выключить, остановить, запустить. Управление на полевого уровне сводится к автоматическому регулированию технологических параметров. [4] Объектом управления является ГНПС, в соответствии с ТЗ была разработана система автоматизированного управления блоком стабилизации давление МНА. Все измеряемые и контролируемые параметры его системы поступают в SCADA систему, отвечающую за обеспечение автоматического дистанционного наблюдения и дискретного управления функциями большого количества распределенных устройств. Исполнительными устройствами являются задвижки с электроприводом и насосы.

В рамках данной выпускной квалификационной работы выберем трехуровневую архитектуру системы, на каждом из этих уровнях реализуется непосредственное управление технологическими процессами.

Нижний уровень состоит из первичных датчиков. Средний уровень состоит из контроллеров и прочих устройств аналого-цифрового преобразования. Верхний уровень состоит из компьютеров, объединенных в локальную сеть Ethernet.

2.4 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматического контроля и управления нужна для отображения основных технических решений, которые принимают при проектировании систем автоматизации ТП. Объектом управления в таких системах является совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с встроенными в него запорными и регулирующими органами.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. В соответствии с заданием разработаны функциональная схема автоматизации согласно ГОСТ 21.208-2013, а также согласно стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA.

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.408–2013 и приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭС.02).

2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ ISAS5.1 и приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭС.03)[8]. Для разработки функциональной схемы автоматизации по ANSI/ ISA были выбраны один магистральный насосный агрегат и были рассмотрены его вспомогательные системы.

Согласно этой схеме осуществляются следующие операции:

- измерение температуры обмоток статора электродвигателя, ее индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при превышении допустимого значения,
- измерение температуры подшипников насосного агрегата, ее индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при превышении допустимого значения,
- измерение температуры корпуса насосного агрегата, ее индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при превышении допустимого значения,
- измерение температуры внутри корпуса электродвигателя, ее индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при превышении допустимого значения,
- измерение давления нефти на входе МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном и максимальном значении параметра,
- измерение давления нефти на выходе МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном и максимальном значении параметра,
- измерение давления в системе маслоснабжения МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном и максимальном значении параметра, блокировка включения МНА при отсутствии давления в системе маслоснабжения,
- измерение давления в системе водяного охлаждения электродвигателя МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном и максимальном значении параметра, блокировка включения МНА при отсутствии давления в системе водяного охлаждения,

- сигнализация уровня по достижению максимума нефти в поплавковой камере торцевых уплотнений системы сбора утечек и отключение МНА

2.5 Разработка схемы информационных потоков

Схема информационных потоков, которая приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭС.07), включает в себя три уровня сбора и хранения информации [1]:

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- положение задвижек;
- давление в трубопроводе до насоса;
- перепад давления на фильтрах;
- давление в трубопроводе после насоса.

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

гдеAAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

- REG –регулирование;
- PRS – давление;
- TEM – температура;
- SWG – перекачка;
- IND – индикация.

BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:

- LT1 – задвижка ZH1;
- LT2 – задвижка ZH2;
- LT3 – задвижка Z1;

- LT4 – задвижка Z2;
 - LT5 – задвижка Z3;
 - F1 – фильтр 1;
 - F2 – фильтр 2;
 - F3 – фильтр 3;
 - F4 – фильтр 4;
 - PPI – входная линия трубопровода;
 - PPO – выходная линия трубопровода;
- CCCC – уточнение, не более 4 символов:
- OPN - открыть;
 - CLS - закрыть;
 - STP – стоп;
 - OPND – открыт;
 - CLSD – закрыт;
 - ALRM – авария;
 - POPN – открывается;
 - PCLS – закрывается;
 - REMT – дистанционный режим;
 - STRT – пуск;
 - STOP – останов (стоп);
 - WORK – рабочее состояние;
 - H – верхнее предельное значение;
 - L–нижнее предельное значение;
 - HH – аварийное верхнее предельное значение;
 - LL – аварийное нижнее предельное значение;
- DDDDD – примечание, не более 5 символов.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице №2.

Таблица 2- кодировка всех сигналов в SCADA-системе

Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Примечание
		Обозначение
Перепад давления на фильтре XX	PRS_XX_WORK	XX
Перепад давления на фильтре XX max	PRS_XX_HL	соответствует:
Давления на входной линии	PRS_PPI_WORK	F1- фильтр F1
Давления на входной линии max	PRS_PPO_H	F2- фильтр F2
Давления на входной линии min	PRS_PPO_L	F3- фильтр F3
Аварийное давление на входной линии min	PRS_PPO_LL	F4- фильтр F4
Давления на выходной линии	PRS_PPO_WORK	
Аварийное давление на выходной линии max	PRS_PPO_HH	
Давления на выходной линии max	PRS_PPO_H	
Давления на выходной линии min	PRS_PPO_L	
Аварийное давление на выходной линии min	PRS_PPO_LL	Обозначение x
x открыть	REG_LTx_OPN	соответствует:
x закрыть	REG_LTx_CLS	1- задвижка Zh1
x. стоп	REG_LTx_STP	2-задвижка Zh2
x открыт	IND_LTx_OPND	3- задвижка Z1
x закрыт	IND_LTx_CLSD	4- задвижка Z2
x авария	IND_LTx_ALRM	4- задвижка Z3
x открывается	IND_LTx_POPN	
x закрывается	IND_LTx_PCLS	
x дистанционный режим	IND_LTH_REMT	

Насос Н-1. Пуск	SWG_PM1_STRT
Насос Н-1. Стоп	SWG_PM1_STOP
Насос Н-1. Включен	SWG_PM1_WORK
$t_{min} < +5\text{ }^{\circ}\text{C}$	SWG_PM2_STRT
Насос Н-2. Стоп	SWG_PM2_STOP
Насос Н-2. Включен	SWG_PM2_WORK

2.6 Выбор средств реализации

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования

В основе АСУ ТП будем использовать Modicon M340 BMXP34 2020 компании Schneider-electric. Технические параметры представлены в таблице 3.

Таблица 3- технические параметры контроллера

Технические параметры		ModiconM340 BMXP34 2020
Рабочая память встроенная, RAM		256Кбайт
Загружаемая память (микро-карта памяти Flash-EPROM)		До 16 Мбайт
Минимальное время выполнения	булевы операции/ операций со словами	0,12/0,25мкс
	арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой	1,16 мкс
Адресное пространство ввод/вывод	дискретные IO/ аналоговые IO	До 1024/256
Типы интерфейсов		RS 485, RS 232, Modbus, Ethernet
Напряжение питания	номинальное	24В
	допустимое	18...31,6 В
Потребляемый ток	номинальный	95мА
Потребляемая мощность, Вт		2,28 Вт
Габариты ШхВхГ, мм		100 x 32 x 93 мм
Масса, кг		0,205
Диапазон рабочих температур ,°C		-25...+70
Степень защиты по ip		ip20



Рис. 3 – Внешний вид контроллера Modicon M340Schneider-electric.

Modicon M340 Schneider-electric – это модульный программируемый контроллер, который предназначен для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности.

Выбранный ПЛК удовлетворяет следующим параметрам:

1. Питания контроллера: напряжение 230 В сети переменного тока (через блок питания).
2. Возможность ПЛК работы при напряжении сети питания технологической площадки: есть.
3. Управление ПЛК: по прерываниям, по готовности или по командам человека. Необходимо управлять как минимум одним устройством.
4. Для развития собственного ядра программ персонала и времени: не достаточно.
5. Пользовательское программное обеспечение базируется на:флеш-памяти (FlashEPROM). АС работает в режиме реального времени и для этого необходимо приобрести ядро программ реального времени.
6. Ограничения по размеру, весу, эстетическим параметрам: нет.
7. Периферийные устройства (дисплей, принтер): не используются.

8. Контроль и управление следующих типов I/O-устройств: сенсоры (температура, давление, уровень, вибрация).
9. УСО ввода/вывода: 13 каналов ввода аналоговых сигналов и (модуль ввода/вывода BMXAMM 0600) 4 канала ввода дискретных сигналов (модуль ввода/вывода BMXDDI 1603) (все унифицированные токовые сигналы).
10. Алгоритмы управления включают в себя числовые и битовые операции.
11. Общий объем манипуляций для одного ПЛК: не менее 100 команд.
12. Отказоустойчивость источник напряжения: высокая.
13. Удержание напряжения в узком фиксированном диапазоне изменений: есть.
14. Рабочий ток: 140 мА.
15. Возможность работы контроллера от сети: есть.
16. Возможность работы контроллера от батарей: есть.
17. Время работы батареи без перезарядки: не менее 24 часов в рабочем режиме и не менее 12 месяцев при работе в режиме ожидания.
18. Требования к условиям окружающей среды:
 - температура: -40 °C до +70 °C;
 - атмосферное давление: от 1080 гПа до 660 гПа (соответствует высоте от -1000 м до 3500 м);
 - относительная влажность: от 10% до 95%, без конденсации.

Для автоматизации МНА будет использоваться два ПЛК Modicon M340 компании Schneider-electric. (первый контроллер – локальный, а второй – коммуникационный). Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня будет выполнена на базе интерфейса Ethernet.

Блок-схема УСО ПЛК представлена на рисунке 4.

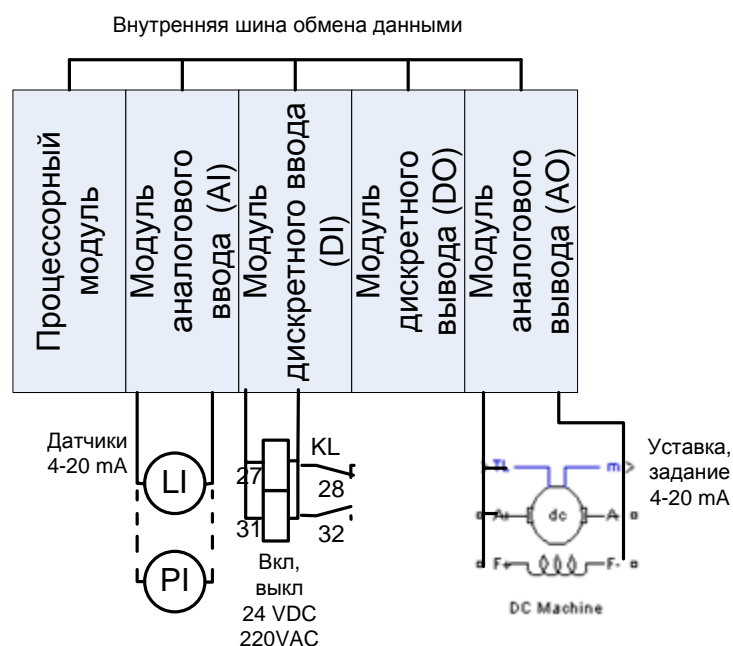


Рис. 4. Блок-схема УСО ПЛК

Технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334 и модуля ввода/вывода дискретных сигналов BMXAMM 0600 приведены в таблице 4. [11]

Таблица 4- технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов

Технические параметры	Значения
Модуль ввода/вывода дискретных сигналов BMXAMM 0600	
Масса (кг)	40x125x120
Габариты ШхВхГ (мм)	0,26
Количество выходов	16
Количество входов	16
Длина кабеля (обычного/экранированного), не более	600м/1000м

Фронтальный соединитель		40-полюсный
Напряжение питания	номинальное значение	=24В
	допустимый диапазон изменений	20,4...28,8 В
Количество одновременно опрашиваемых входов		16
Гальваническое разделение		Есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		6,5Вт
Индикация состояний входов и выходов		1 зеленый диод на каждый канал
Модуль ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334		
Количество входов		4
Габариты ШхВхГ (мм)		40x125x120
Масса (кг)		0,2
Количество выходов		2
Длина экранированного кабеля, не более		100м
Фронтальный соединитель		20полюсный
Питание датчиков		Есть
Напряжение питания нагрузки		=24В
Защита от неправильной полярности		Есть
Гальваническое разделение		Есть
Защита датчиков от короткого замыкания		Есть
Потребляемая мощность		2Вт

2.6.2 Выбор датчика-сигнализатора уровня

Датчик производит контроль предельной скорости утечек нефти через торцевые уплотнения в магистральных насосных агрегатах.

Таблица 5

Техническая характеристика	Значение
Выходной сигнал - магнитоуправляемый замыкающий герконовый контакт с параметрами	0,2 А; 50 В; 10 Вт
Расстояние от дна поплавковой камеры до точки срабатывания	80 ± 3 мм при подъеме уровня жидкости с плотностью 690 кг/м^3
Температура окружающей среды	от -40°C (спец исполнение от -60°C) до $+65^\circ\text{C}$ (кратковременно при очистке до $+100^\circ\text{C}$)
Давление процесса	от $-0,1$ до 1 МПа
Вес датчика в сборе с поплавковой камерой и ответными фланцами	не более 6 кг
Внутренний диаметр ответного фланца	33 мм
Режим работы	«сухой» или «мокрый» контакт
Длина вибрационной вилки	Короткая вилка для установки с минимальной погружаемой частью минимум 50 мм (2 дюйма). Удлинение вилки до 3 м (118 дюймов).
Конструкционные материалы	сталь с антикоррозийным покрытием Ц15Хр; внутренняя поверхность дополнительно защищена эпоксидной эмалью
Срок службы	12 лет
Выходной ток, I_o	24 мА
Выходное напряжение, U_o	$13,2 \text{ В}$

Исходя из таблицы 5 делаем вывод, что выбранный датчик-сигнализатор уровня удовлетворяет требованиям технического задания.

Состав изделия :

- 1) Преобразователь ПВ-СУ1 ;
- 2) Датчики ДС необходимого типа ;
- 3) Дополнительно в состав датчиков ДС-СУ1-01 и ДС-СУ1-02 входят:

- Поплавковая камера;
- Комплект паронитовых прокладок;
- Комплект ответных фланцев;
- Комплект крепления;

Датчик состоит из следующих составных частей:

- чувствительного элемента (поплавок);
- контактного устройства;
- клеммной коробки;
- поплавковой камеры ПК1.

Контактное устройство содержит 4 геркона, укрепленных на определенной высоте внутри трубки из нержавеющей стали с внешним диаметром 10 мм.

Трубка вставлена в отверстие крышки и закреплена на ней при помощи стягивающегося разрезного штуцера. Нижняя часть трубки герметично заварена, на верхней части трубки расположена клеммная коробка. Чувствительный элемент выполнен в виде тороидального поплавка с закрепленным в нем кольцевым магнитом. Поплавок надевается на трубку контактного устройства. Когда происходит изменение уровня жидкости, поплавок перемещается вдоль трубки.

При приближении магнита к герконам контакты замыкаются. На трубке имеются упоры, которые ограничивают рабочее перемещение поплавка. Когда скорость притока нефти из трубопровода утечек больше скорости ее стока через калиброванное отверстие, уровень нефти в поплавковой камере повышается и датчик срабатывает. Изменение уровня

срабатывания достигается перемещением трубки датчика в крышке поплавковой камеры в условиях специализированного ремонтного производства. Очистка сливного отверстия, элементов поплавковой камеры и датчика от парафиновых осадков производится путем заливки кипящей воды в окно на крышке поплавковой камеры. Окно закрывается резьбовой заглушкой.

Преобразователь необходим для преобразования низкоуровневых электрических сигналов магнитоуправляемых контактов датчиков в выходные сигналы постоянного тока, которые в свою очередь используются для управления срабатыванием соответствующего реле. Выходные контакты блока реле преобразователя выведены на клеммы ХТ2. Питание преобразователя осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В частотой 50 Гц через клеммы питания ХТ3. Через понижающий трансформатор TV1 осуществляется питание преобразователя сигналов и соответственно цепей датчиков и блока реле.

2.6.3 Датчик температуры

Для измерения температуры переднего и заднего подшипников электродвигателя, насоса, а также корпуса существенно использовать поверхностные термометры сопротивления типа ТСМ 9703.



Рис. 5. Термометр сопротивления типа ТСМ 9703

Термометр представляет собой гибкое основание с закрепленным на нем чувствительным элементом [13]. Технические характеристики приведены в таблице 6.

Таблица 6- технические характеристики ТСМ 9703

Тип	Термометр сопротивления медный
Диапазон измеряемых температур	0...180 ⁰ С
Способ крепления	Приклеивания (клей К-300, К-400), механический прижим
Выходной сигнал	0-5 мА
Погрешность измерения	±0,5%
Расстояние передачи токового сигнала	до 1 км
Межповерочный интервал	1 год
Диапазон рабочих температур	-40..55 ⁰ С
Средняя наработка до отказа	50000 ч

Основным плюсом использования термометра является простота монтажа, так как датчик наклеивается на поверхность подшипника.

Потери энергии в обмотках статора и ротора пропорциональны квадрату величины их токов. Ток статора и ротора пропорционален нагрузке на валу [14].

Для этой цели учитывая специфику объекта возможно применение термометра сопротивления ТСМ 9502, представленного на рис. 6

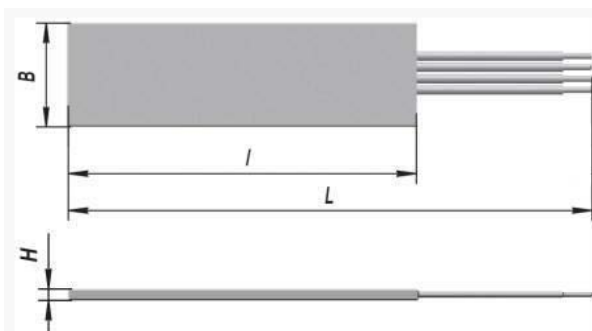


Рис. 6. Термометр сопротивления ТСМ 9502

Технические характеристики сведены в таблицу 7.

Таблица 7- технические характеристики ТСМ 9502

Тип	Термометр сопротивления медный
Диапазон измеряемых температур	0...180 ⁰ С
Способ крепления	Устанавливается в пазах статора
Выходной сигнал	0-5 мА
Погрешность измерения	±0,5%
Расстояние передачи токового сигнала	до 1 км
Диапазон рабочих температур	-40..55 ⁰ С
Межповерочный интервал	1 год
Средняя наработка до отказа	20000 ч

Для корректной работы предпочтителен сигнал с датчиков в диапазоне от 4 до 20 ма, для чего применяется преобразователь типа e875, использующий hart протокол для связи с компьютерной средой.

2.6.4 Датчик вибрации

Вибрация происходит центробежной силой, при этом центры тяжести отдельных сечений ротора не совпадают с линией, вокруг которой происходит его вращение. Существует две основных причины такого несовпадения [15]:

1. Несовпадение линии центров тяжести отдельных сечений с линией геометрических центров этих же сечений из-за наличия неуравновешенной массы.

2. Смещение отдельных сечений относительно оси вращения.

Для контроля вибрации выбран датчик ИВД-3. Данный датчик применяют в системах вибродиагностики и виброзащиты турбоагрегатов, насосов [15].

Функции датчика:

- Преобразовывать механические колебания основания в напряжение и ток, которые пропорциональны ускорению по каждой пространственной оси.
- Частотная фильтрация НЧ и ВЧ составляющих сигнала.
- Аналого-цифровое преобразование.
- Интегрирование ускорения и расчет СКЗ виброскорости.
- Дистанционная калибровка выходной величины.

Технические характеристики приведены в таблице 8.

Таблица 8- технические характеристики датчика

Наименование параметра	ИВД-3
Диапазон цифрового измерения виброускорения:	от 0,1 до 50 м/с ²
Диапазон измерения виброскорости:	от 0,3 до 70 мм/с
Диапазон токового сигнала виброускорения:	от -20 до +20 мА
Частотный диапазон изменения вибропараметров:	от 2 до 1000 Гц
Основная погрешность измерения вибропараметров во всем частотном диапазоне:	не более 5 %
Основная погрешность измерения вибропараметров на базовой частоте 160 Гц:	не более 1 %
Время установления рабочего режима:	не более 5 сек
Напряжение питания:	24 В
Ток потребления без дискретных сигналов:	не более 60 мА

Степень защиты оболочки:	IP67
Маркировка взрывозащиты:	PB ExdIX / 1ExdIICT5X
Расстояние передачи токового сигнала	до 1 км
Габаритные размеры корпуса:	55x50x50 мм
Рабочий температурный диапазон:	от - 60 до + 85 °С

Датчик крепится на корпусе винтового блока при помощи шпильки (рис. 7).



Рис. 7. Монтаж датчика вибрации

2.6.5 Датчик давления

МНА как объект автоматизации имеет две точки измерения давления нефти (на всасывании, на выходе) и одну точку измерения перепада давления на фильтре. Для этой цели подходят датчики Метран 100, Метран 150 и датчики фирмы Honeywell. Датчики Метран серии 100 сильно устарели и их использование нецелесообразно для целей контроля состояния технологического процесса. Датчики Honeywell являются передовыми и обладают хорошими техническими характеристиками, однако их недостатком является высокая цена по сравнению с датчиками Метран. Таким образом, были выбраны интеллектуальные датчики Метран 150, не уступающие датчикам Honeywell и имеющие значительно меньшую цену, что делает их экономически более целесообразными к использованию.

Интеллектуальные датчики давления серии Метран 150 предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART

входных измеряемых величин: избыточного давления, абсолютного давления, разности давлений, давления-разрежения, гидростатического давления (уровня) [16].

Датчик состоит из сенсорного модуля и электронного преобразователя. Сенсор состоит из измерительного блока и платы аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Давление подается в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала [16].

Учитывая диапазон измерения давления нефти на входе и выходе из агрегата (предельное 7,5 МПа) целесообразно использование датчика избыточного давления Метран 150CG5. Технические характеристики представлены в таблице 10.

Таблица 10- технические характеристики датчика

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Верхний предел измерения Р _{max}	10МПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Dy 50мм
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,05%
Температура окружающего воздуха	-55...80°С
Выходной сигнал	4...20 мА/HART
Расстояние передачи токового сигнала	до 1 км
Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart
Протоколы связи с компьютерной средой	HART

Взрывозащищенное исполнение	есть
Средний срок службы расходомера	12 лет
Средняя наработка на отказ	150000 часов
Межповерочный интервал	4 года
Внесены в Госреестр средств измерений под №32854D08, сертификат №32703, ТУ 4212D022D51453097D2006	

Рекомендуется применять для монтажа кабели контрольные с резиновой изоляцией, кабели для сигнализации и блокировки с полиэтиленовой изоляцией (кроме монтажа датчиков взрывозащищенного исполнения с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» во взрывоопасных зонах всех классов). Допускается применение других кабелей с сечением жилы не более 1,5 мм². Допускается совместная прокладка в одном кабеле цепей питания датчика и выходного сигнала с использованием изолированных жил с сопротивлением изоляции не менее 50 МОм. Экранировка цепей выходного сигнала от цепей питания не требуется. При прокладке линии связи вблизи электроустановок мощностью более 0,5 кВт рекомендуется применение экранированного кабеля с изолирующей оболочкой [16].

Монтаж датчика приведен на рис. 8.

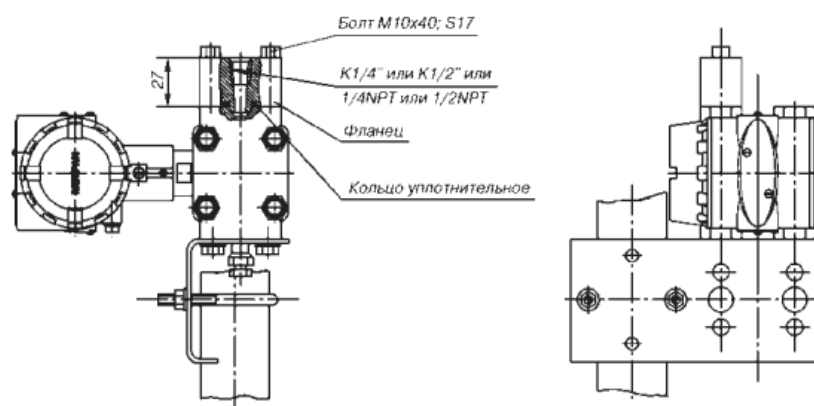


Рис. 8. Датчики мод.150CG с установленным монтажным фланцем
резьбовым отверстием и монтажным кронштейном для установки на трубе
Ø50 мм.

Для измерения избыточного давления в системе маслоснабжения приемлем датчик серии Метран 150 CG3. Данный той же серии, что и датчик Метран 150 CG5, однако имеет иной диапазон измерения. Технические характеристики представлены в таблице 11.

Таблица 11- технические характеристики датчика

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Верхний предел измерения Pmax	250 кПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Dy 100мм
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,1%
Температура окружающего воздуха	-55...80°C
Выходной сигнал	4...20 мА/HART
Расстояние передачи токового	до 1 км

сигнала	
Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart
Протоколы связи с компьютерной средой	HART
Взрывозащищенное исполнение	есть
Средний срок службы расходомера	12 лет
Средняя наработка на отказ	150000 часов
Межповерочный интервал	4 года
Внесены в Госреестр средств измерений под №32854D08, сертификат №32703, ТУ 4212D022D51453097D2006	

Для контроля давления воды в контуре охлаждения, давления воздуха в системах вентиляции выбран датчик Метран 150 CG4. Диапазон изменения данных параметров давления лежит в диапазоне измерения Метран 150 CG4, который подходит как для жидких, так и для газообразных сред. Технические характеристики представлены в таблице 12.

Таблица 12- технические характеристики датчика

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Верхний предел измерения P _{max}	1600кПа
Нижний предел измерения P _{min}	32кПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Dy 100мм
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,1%
Температура окружающего воздуха	-55...80°C
Выходной сигнал	4...20 мА/HART
Расстояние передачи токового сигнала	до 1 км
Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart
Протоколы связи с компьютерной средой	HART
Взрывозащищенное исполнение	есть
Средний срок службы расходомера	12 лет
Средняя наработка на отказ	150000 часов
Межповерочный интервал	4 года

Датчики давления Метран150 имеют взрывозащищенное исполнение по ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ Р 51330.1,ГОСТ Р 51330.10. вид взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" с уровнем взрывозащиты "особо взрывобезопасный",маркировка по взрывозащите 0ExiaIICT5X [6]; вид взрывозащиты "взрывонепроницаемая оболочка" с уровнем взрывозащиты

«взрывобезопасный» с маркировкой по взрывозащите 1ExdIICT6X или 1ExdIICT5X. Опросный лист датчика давления представлен в приложении А курсового проекта.

2.6.6 Выбор исполнительных механизмов.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно менять процесс, в заданном направлении, для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе перекачки нефти необходимо управлять входной и выходной задвижкой МНА, а именно производить открытие и закрытие задвижек в соответствии с выбранной программой управления, запуске и останове МНА, а так же отсекать МНА от магистрального нефтепровода при срабатывании агрегатных защит или выводе МНА в ремонт.

Диаметр задвижки и её тип выбирается в соответствии с руководящими документами организации. Алгоритм выбора исполнительного устройства приведён на рисунке 9.[1]

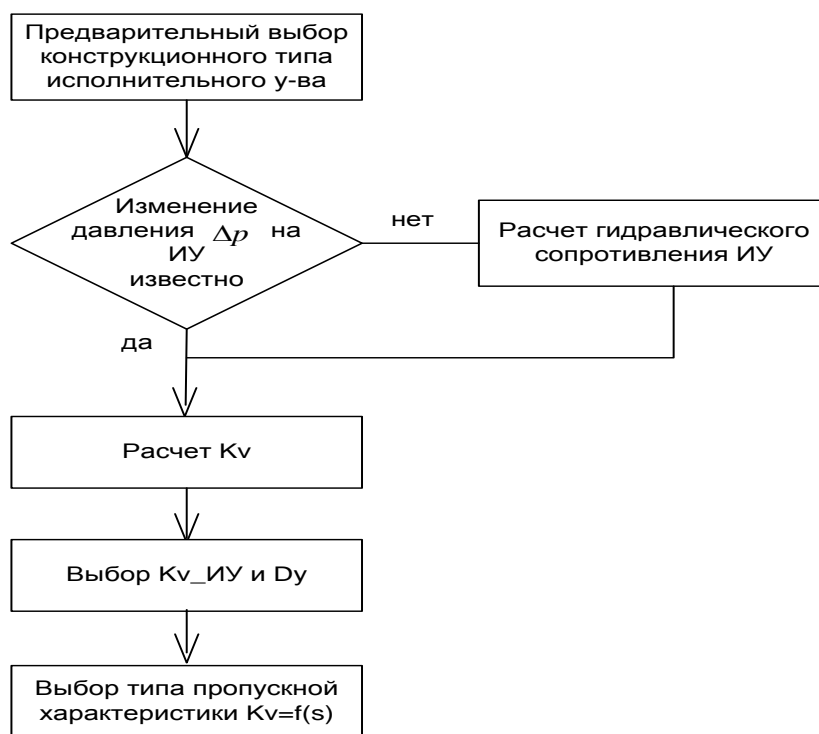


Рис. 9 Алгоритм выбора (расчета) исполнительного устройства

Пропускную способность задвижки $Kv(\text{м}^3/\text{час})$ рассчитывают по формуле [3]:

$$Kv = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}},$$

где Δp_0 – потеря давления на задвижке (ее принимают равной 1 кгс/см^2);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после задвижки;

ρ – плотность среды (кг/м^3);

$\rho_0 = 1000 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды (в соответствии с определением значения Kv).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см^2 ;

Δp – изменение давления в трубопроводе $0,5 \text{ кгс/см}^2$;

ρ – плотность нефти 838 кг/м^3 ;

Q_{\max} – максимальное значение расхода $480 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее $621 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер задвижки к трубопроводу – $D_y = 400 \text{ мм}$.

Задвижка соответствует ОТТ:75.180.00:КТН:273:06

В соответствии с таблицей, подтверждено, что расчетная пропускная способность клапана соответствует условной пропускной способности клапана.

Задвижка шиберная с электроприводом и ручным управлением DN изображена на рисунке 10.[17]

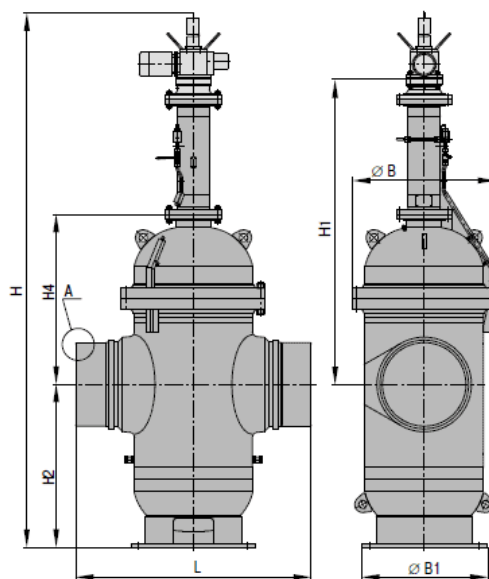


Рис. 10.Задвижка шиберная с электроприводом и ручным управлением

Технические характеристики задвижки приведены в таблице 12.

Таблица 12 - технические характеристики задвижки

Техническая характеристика	Значение
Условное давление P_u , МПа	6,3; 10,0; 15,0
Условный проход, мм	300, 350, 400, 500, 700, 800, 1000, 1050
Пропускная характеристика	равнопроцентная, линейная;
Диапазон температур регулируемой среды	-40/-60... + 225°C, -40/-60... + 450°C, -40/... +500/550/600/650°C, -90/-200... + 225°C
Диапазон температур окружающей среды	-40/-50/-60... + 70°C,
Исходные положения клина	НО – нормально открытое; НЗ – нормально закрытое
Присоединительные размеры	Под сварное соединение с трубопроводом 1020×12 мм
Материал корпуса	сталь 20, углеродистые низкотемпературные стали, 12X18Н10Т, 10X17Н13М2Т, специальные сплавы;
Класс герметичности для регулирующих клапанов по ГОСТ 23866-87(по DIN)	По ГОСТ выше IV (по DIN – V)
Класс герметичности по ГОСТ 9544-93	A

Был выбран электропривод ЭПЦ 15000. Взрывозащищенные электроприводы "ЭПЦ-15000/20000/35000/50000" предназначены для эксплуатации в составе запорной арматуры DN 800..1200 PN 8,0..15,0 при перепадах рабочего давления на затворе от 3,0 МПа до 11,0 МПа в наружных

установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса "1" и "2" по ГОСТ Р 51330.9 и ПУЭ.

Выбранный электропривод выполняет следующие функции:

- Заккрытие - открытие проходного сечения арматуры и остановка затвора арматуры в любом промежуточном положении по командам оператора;
- Автоматическое отключение электродвигателя по сигналам датчика положения или по сигналам муфты ограничения крутящего момента
- Выдача информации на встроенный мост местного управления при достижении запорным устройством арматуры крайних положений и при срабатывании муфты ограничения крутящего момента;
- Перемещение затвора арматуры от привода ручного дублера и автоматическое его выключение при включении электродвигателя;
- Указание текущего положения затвора арматуры внутри заданного диапазона перемещения;

Перевод затвора арматуры из одного крайнего положения в другое за время, не более: для нефтепровода DN 700 - 240с; для нефтепровода DN 800 - 300с; для нефтепровода DN 1000-1200 - 300..420с.

Технические характеристики привода приведены в таблице 13.

Таблица 13- технические характеристики привода

Наименование параметра	ЭПЦ-15000	ЭПЦ-20000	ЭПЦ-35000	ЭПЦ-50000
Тип присоединительного места	Д	F40	F48.8	F48
Климатическое исполнение привода	УХЛ1	УХЛ1	УХЛ1	УХЛ1
Максимальный крутящий момент на выходном звене, Нм	15000	20000	35000	50000
Частота вращения выходного звена, об/мин:	10	10	8	8
Диапазон ограничения крутящего момента на выходном звене, Нм	3000...15000	4000...20000	7000...35000	20000...50000

2.7 Разработка схемы внешних проводок

Согласно РМ 4-6-92, схемой соединений внешних проводок является комбинированная схема, на ней должны быть изображены электрические и трубные связи между приборами и средствами автоматизации. [4]

Сигналы, которые приходят со всех датчиков и исполнительных механизмов, поступают в клеммные соединительные коробки, затем они приходят на щит оператора. Клеммная соединительная коробка (КСК) необходима для соединения кабелей при монтаже различного оборудования. Выберем коробку КСК-20 на 20 контактов.

В качестве контрольных кабелей, которые передают сигнал от первичных преобразователей и ИМ, используем кабель КВВГнг-LS. Данный кабель с медной жилой и поливинилхлоридной оболочкой не распространяющей горение с низким дымо- и газовыделением.

КВВГнг-LS необходим для эксплуатации в кабельных сооружениях и помещениях для неподвижного присоединения к электрическим приборам. Количество жил в контрольных кабелях выберем: 4 и 14. При соединении приборов с КСК и равным 19 при соединении КСК со шкафом управления.

Полученная схема соединения внешних проводок приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭС.05).

2.8 Выбор алгоритмов управления АС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используют различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме);
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК);
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК);
- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК);
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др. [4]

2.8.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в резервуаре. Для этого канала разработаем алгоритм сбора и отображения данных. Алгоритм представлен на рисунке 11.

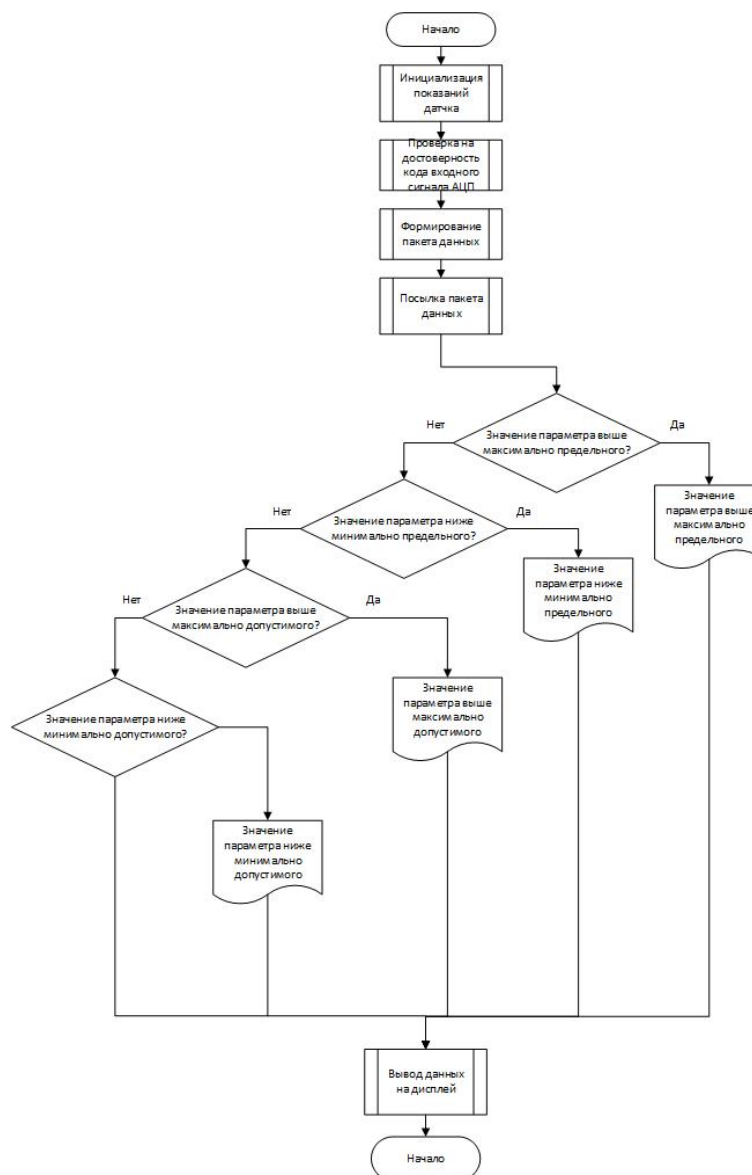


Рис. 11. Общий алгоритм сбора и отображения данных

2.8.2 Алгоритм автоматического управления технологическим параметром

Когда на ГНПС идет перекачка нефти, обязательно нужно поддерживать давление нефти в трубопроводе на выходе ПНС, это производится потому, чтобы оно не было выше заданного уровня, и не падало ниже заданного уровня, исходя из условий кавитации насосных агрегатов. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического

процесса выбираем давление нефти в трубопроводе на выходе МНА. В качестве алгоритма регулирования используем алгоритм ПИД регулирования, он позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Определим передаточные функции основных элементов структурной схемы регулирования[3].

Объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения давления и регулирующим органом. Длина этого участка определяется правилами установки датчика и регулирующих органов и составляет 5 метров. Динамика объекта управления $W(p)$, которая выражена как отношение «расход вещества через клапан» к «расходу вещества через расходомер» приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка с чистым запаздыванием. Воспользовавшись типовой передаточной функцией трубопровода согласно [3] для схемы управления насосом дросселированием потока на линии нагнетания передаточная функция участка регулируемого объемного расхода жидкости трубопровода будет:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(p)} = \frac{1}{Tp+1} e^{-\tau_0 p},$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, f = \frac{\pi d^2}{4},$$

где $Q_k(p)$ – объемный расход жидкости после клапана;

$Q(p)$ – измеряемый объемный расход жидкости;

ρ – плотность жидкости;

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени.

Характеристики объекта управления приведены в таблице 14.

Таблица 14 - характеристики объекта управления

	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	Плотность нефти	кг/м ³	828
2	Вязкость нефти при 20°C	мм ² /с	5,86
3	Выход фракций, не менее, до температуры: 200 °C 300°C 350°C	% об.	27 47 57
4	Массовая доля парафина, не более	% масс.	6,0
5	Массовая доля воды, не более	% масс.	0,5
6	Класс опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76*		3
7	Предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны	мг/м ³	10
8	Температура самовоспламенения	°C	250
9	Рабочее давление в трубопроводе, не более	МПа	6

10	Объемный расход жидкости	м ³ /ч	490
11	Длина участка трубопровода	м	5
12	Диаметр трубы	мм	200
13	Перепад давления на трубопроводе	кгс/см ³	0,6

Рассчитаем передаточную функцию объекта управления:

$$f = \frac{\pi * 0.2^2}{4} = 0.0314 \text{ м}^2,$$

$$c = \frac{Q}{f} * \sqrt{\frac{p}{2\Delta p}} = \frac{490}{0.0314} * \sqrt{\frac{828}{2 * 0.098 * 0.6 * 10^6}} = 0.3637 \text{ с},$$

$$T = \frac{2Lf c^2}{Q} = \frac{2 * 5 * 0.0314 * 0.3637^2}{\frac{490}{3600}} = 0.305 \text{ с},$$

$$t_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{5 * 0.0314}{\frac{490}{3600}} = 1.2 \text{ с},$$

$$W(p) = \frac{1}{Tp + 1} * e^{-t_0 p} = \frac{1}{0.305 p + 1} * e^{-1.2 p}$$

Передаточная функция блока АЦП представляет собой коэффициент $k_{\text{АЦП}}$, который примерно равен 0,5.

В процессе управления объектом необходимо поддерживать давление на выходе равное 6 МПа, поэтому в качестве передаточной функции задания выступает константа равная 6000000.

Блок настройки задания представлен двумя передаточными функциями, каждая из которых имеет вид масштабирующего звена с коэффициентами масштабирования 0,1 каждый.

Передаточная функция ПИД-регулятора имеет вид:

$$W_{\text{ПИД}}(s) = K + 1/T_i s + T_d s,$$

где $K=0,49$, $T_i=8,706$ и $T_d=0,256$ коэффициенты, которые были получены опытным путем.

Передаточная функция блока ЦАП представляется в виде коэффициента $k_{\text{ЦАП}}$, примерно равного 8,35.

Регулирующий орган (задвижка) описывается с помощью двух звеньев: апериодического и интегрального, так как регулирование давления осуществляется изменением угла перемещения задвижки.

Модель в пакете Simulink представлена на рисунке 12.

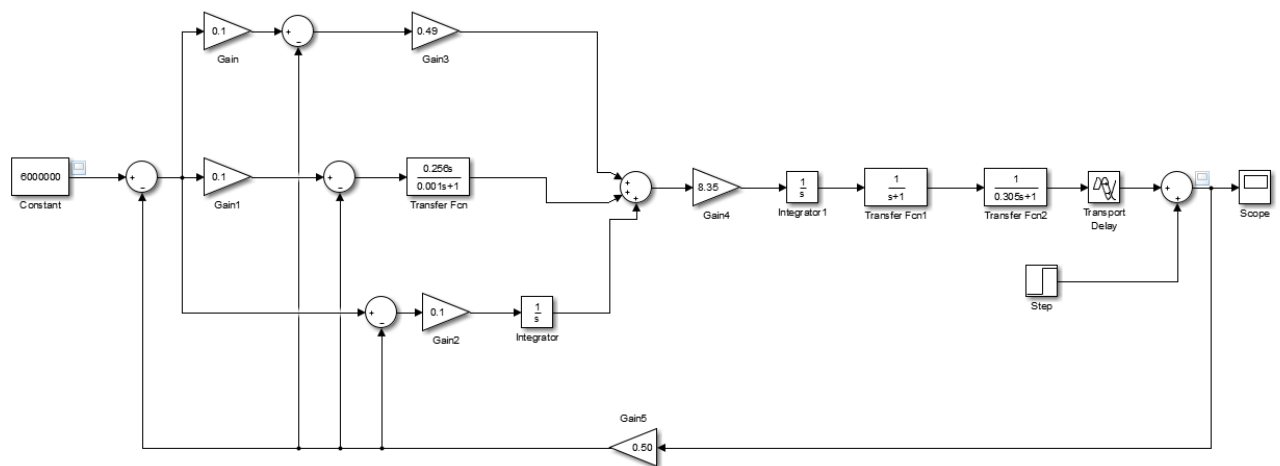


Рис. 12. Схема моделирования регулируемого процесса

Процесс регулирования давления осуществляется следующим образом. На объект управления в процессе его работы оказывают воздействия различные факторы, поэтому выход объекта управления должен суммироваться с возмущающим воздействием. Финальное давление на выходе объекта управления измеряется расходомером. Полученный сигнал поступает на АЦП и преобразуется в цифровой. Далее сигнал с АЦП сравнивается с заданием. В итоге вычисляется ошибка регулирования. Результат вычисления ошибки поступает на ПИД-регулятор, который в зависимости от значения ошибки формирует управляющее воздействие на объект управления. Управляющее воздействие регулятора подается через

ЦАП на регулирующий орган, а регулирующий орган в свою очередь, в зависимости от управляющего воздействия, оказывает воздействие на объект управления с целью уменьшения ошибки.

График переходного процесса САР можем наблюдать на рисунке 13.

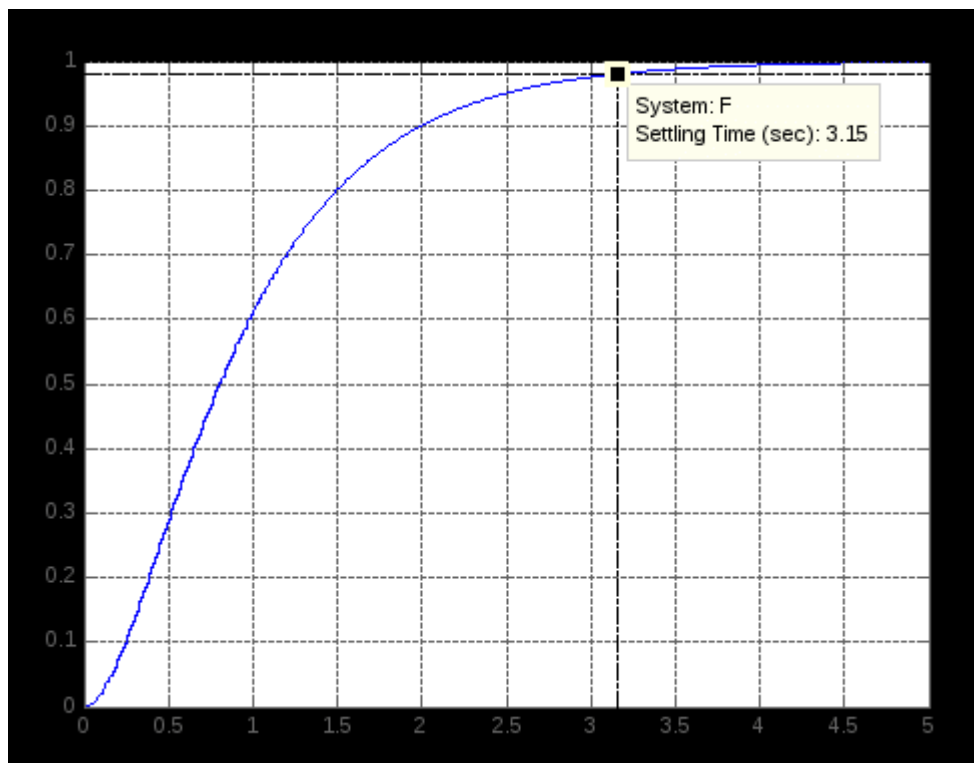


Рис. 13 График переходного процесса САР

Из рисунка 14 видно, что время переходного процесса составляет порядка 3,15с. Отсутствие перерегулирования положительно влияет на износ исполнительных механизмов.

2.9 Экранные формы АС

SCADA система Trace Mode по своей функциональности давно уже переросла рамки традиционной SCADA, но, SCADA это по-прежнему наиболее востребованная ее часть. Помимо обязательных для любой SCADA системы функций Trace Mode имеет ряд особенностей, которые выделяют ее из общей массы аналогичных программных продуктов класса SCADA/HMI.

Для программирования алгоритмов управления технологическими процессами в SCADA системе Trace Mode поддержаны все 5 языков международного стандарта IEC 61131-3 (визуальные и процедурные языки), снабженные средствами отладки.

SCADA система позволяет наглядно оценить технологический процесс на МНА. Там представлены значения давления на входе и на выходе, которыми мы можем управлять в данной системе, контролируя остальные параметры. Также отображаются остальные измеряемые величины такие как: давление масла в системе маслоснабжения, давление воды в системе водяного охлаждения, температура переднего и заднего подшипников насоса, температуры переднего и заднего подшипника электродвигателя, температура корпуса насоса, температура воздуха в корпусе электродвигателя, температура обмоток электродвигателя, состояния входной и выходной задвижек, верхний предельный уровень нефти в поплавковой камере торцевого уплотнения системы сбора утечек. Это очень удобно выполнять оператору, он всегда оценивает предельные значения контролируемых величин и может регулировать ими. Если возникнет экстренная ситуация или поломка, он сможет отключить подачу нефти, закрыв задвижку на входе и отключить МНА.

Trace Mode является SCADA/HMI системой, система разработки и технической поддержки которой сертифицирована на соответствие ISO 9001:2000. [15]

Экранные формы приведены в альбоме схем (ФЮРА.425280.001.07).

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперекачивающие станции, предприятия, имеющие насосные агрегаты. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система блока стабилизации давления, а так же автоматическая система регулирования определенными параметрами технологического процесса.

В таблице 15 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании–заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» – ООО «Элком +», «Б» – ОАО «ТомскНИПИнефть», «В» – ОАО «Роснефть»

Таблица 15 - основные сегменты рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкая	А, Б, В	А, Б	Б, В	В
	Средняя	А, Б, В	А, Б	В	В
	Крупная	Б, В	А	В	В

Согласно карте сегментирования можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка АСУ ТП и внедрение SCADA–систем для средних и крупных компаний.

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 16). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП блока стабилизации давления, существующая система управления стабилизацией давления, и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 16 - оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		Проект АСУ ТП РП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП РП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией		
Технические критерии оценки ресурсоэффективности									
Повышение производительности	,05	5	1	4	0,25	0,05	0,2		
Удобство в эксплуатации	0,06	3	2	4	0,18	0,12	0,24		
Помехоустойчивость	0,04	2	3	2	0,1	0,15	0,1		
Энергоэкономичность	0,09	3	4	2	0,27	0,36	0,18		
Надежность	0,11	5	2	5	0,55	0,22	0,55		
Уровень шума	0,03	2	2	2	0,06	0,06	0,06		
Безопасность	0,11	5	3	5	0,55	0,33	0,55		
Потребность в ресурсах памяти	0,03	2	5	3	0,06	0,15	0,09		
Функциональная мощность (предоставляемые	0,03	2	2	1	0,06	0,06	0,03		

возможности)							
Простота эксплуатации	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	0	4	0,2	0	0,2
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,02	5	0	5	0,1	0	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,03	2	1	3	0,06	0,03	0,09
Уровень проникновения на рынок	0,03	1	5	3	0,03	0,15	0,09
Цена	0,06	3	5	1	0,18	0,3	0,06
Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
Послепродажное обслуживание	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
Финансирование научной разработки	0,03	2	1	1	0,06	0,03	0,03
Срок выхода на рынок	0,04	2	4	5	0,08	0,16	0,2
Наличие сертификации разработки	0,02	1	3	5	0,02	0,06	0,1
Итого:	1	63	52	67	0,54	2,71	3,53

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: цена разработки ниже, повышение надежности и безопасности, простота эксплуатации

3.1.3 Технология QuaD

Для упрощения процедуры проведения QuaD проведем в табличной форме (таблица 17).

Таблица 17 - технология QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Повышение производительности	0,05	80	100	0,8	4
Удобство эксплуатации	0,06	75	100	0,75	4,5
Помехоустойчивость	0,05	40	100	0,4	2
Энергоэкономичность	0,09	30	100	0,3	2,7
Надежность	0,11	95	100	0,95	10,45
Уровень шума	0,03	40	100	0,4	1,2
Безопасность	0,11	95	100	0,95	10,45
Потребность в ресурсах памяти	0,03	50	100	0,5	1,5
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	30	100	0,3	0,9
Простота эксплуатации	0,04	75	100	0,75	3
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	80	100	0,8	4
Ремонтопригодность	0,02	85	100	0,85	1,7
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,03	60	100	0,6	1,8
Уровень проникновения на рынок	0,03	20	100	0,2	0,6
Цена	0,06	85	100	0,85	5,1
Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	80	100	0,8	5,6

Послепродажное обслуживание	0,05	75	100	0,75	3,75
Финансирование научной разработки	0,03	50	100	0,5	1,5
Срок выхода на рынок	0,04	30	100	0,3	1,2
Наличие сертификации разработки	0,02	10	100	0,1	0,2
Итого:	1				66,15

Средневзвешенное значение позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Средневзвешенное значение получилось равным 66,15, что говорит о перспективности разработки выше среднего.

3.1.4 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта. SWOT–анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Итоговая матрица SWOT–анализа представлена в таблице 18.

Таблица 18 - итоговая матрица SWOT-анализа

		Сильные стороны					Слабые стороны				
		С1. Экономичность и энергоэффективность проекта	С2. Экологичность технологий	С3. Более низкая стоимость	С4. Наличие бюджетного финансирования	С5. Квалифицированный персонал	Сл1. Отсутствие прототипа проекта	потребителей квалифицированных кадров	Сл3. Мало инжиниринговых компаний, способной построить производство под ключ	Сл4. Отсутствие необходимого оборудования	Сл5. Большой срок поставок используемого оборудования
Возможности	В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
	В2. Использование существующего программного обеспечения	+	0	-	0	+	-	-	-	-	-
	В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт	+	+	0	0	-	-	-	-	-	-
	В4. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследований	0	-	+	0	-	-	-	-	-	-
	В5. Повышение стоимости конкурентных разработок	+	0	+	0	-	-	-	-	-	-
Угрозы	У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства	-	-	-	-	-	+	+	0	0	+
	У2. Развитая конкуренция технологий производства	-	-	-	-	-	-	-	+	+	0
	У3. Ограничения на экспорт технологии	-	-	-	-	-	-	-	+	-	0
	У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+
	У5. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	-	-	-	-	-	+	-	-	0	+

3.2 Планирование научно–исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках научного исследования составим перечень этапов и работ, который представлен в таблице 19.

Таблица 19 - перечень этапов и работ

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретическое и экспериментальное исследование	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер
Разработка технической документации и проектирование	0	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер
	1	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	2	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	3	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	4	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер
	5	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
	6	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер
	7	Проектирование SCADA–системы	Инженер
Оформление отчета	8	Составление пояснительной записки	Инженер

3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

В таблице 20 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 20 - расчеты длительности отдельных видов работ

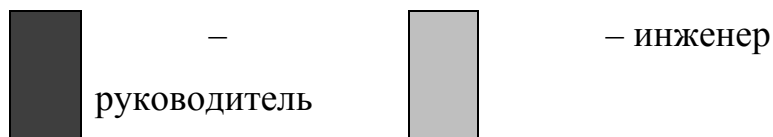
	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	min	max	ож			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4		1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	5	3,2		3,2	5
Изучение существующих объектов проектирования	2	5	3,2	1	3,2	5
Календарное планирование работ	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	3	1,8	1	1,8	3
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	2	4	2,8	1	2,8	4
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Определение целесообразности проведения ОКР	0,5	1	,7		,35	
Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	2	1,4	1	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Составление схемы информационных потоков	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка схемы внешних проводок	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов сбора данных	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	0,5	1	0,7	1	0,7	1

Разработка структурной схемы автоматического регулирования	2	4	2,8	1	2,8	4
Проектирование SCADA–системы	2	5	3,2	1	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	3	1,8	1	1,8	3

На основе таблицы 20 построим календарный план–график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно–исследовательского проекта. В таблице 21 приведен календарный план–график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 21 - календарный план–график

№ работ	Вид работ	Исполнители	Продолжительность выполнения работ												
			Февраль	Март			Апрель			Май			Июнь		
				3	1	2	3	1	2	3	1	2		3	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер													
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер													
4	Календарное планирование работ	Руководитель													
		Инженер													
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер													
6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер													
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер													
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель													
		Инженер													
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель													
		Инженер													
10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер													
11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер													
12	Составление схемы информационных потоков	Инженер													
13	Разработка схемы внешних проводов	Инженер													
14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер													
15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер													
16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер													
17	Проектирование SCADA-системы	Инженер													
18	Составление пояснительной записки	Инженер													



3.3 Бюджет научно–технического исследования

3.3.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. В таблице 22 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат учитывается транспортные расходы и расходы на установку оборудования в пределах 15–25% от стоимости материалов.

Таблица 22 - материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы
Контроллер « ModiconM340 BMXP34 »	шт.	2	350000	760000
Датчик давления «Метран 150»	шт.	4	15000	68800
Датчики вибрации « ИВД-3 »	шт.	4	15000	64400
Датчик температуры " TCM 9703	шт.	7	2500	21500
Уровнемер " ДУ-СУ1-01"	шт.	1	74000	108600
Задвижка SIPOS 5 Flash	шт.	2	1123500	2543000
Итого:				3566300

3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы Siemens. В таблице 23 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 23 - расчет бюджета затрат

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования	Общая стоимость
Simatic Step 7	1	31800	31800
Итого:			31800

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 24.

Таблица 24 - расчет основной заработной платы

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премия коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника	Среднедневная заработная плата	Продолжительность работ	Зарплата основная
Руководитель	23264,86	0,3	0,2	1,3	45366,5	2278,50	4	9113,98
Инженер	7800	0,3	0,5	1,3	18252	916,69	39	35751,00
Итого:								44864,99

3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 25.

Таблица 25 - отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Руководитель проекта	9113,98	1367,09
Инженер	35751	5362,65
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	27,1	27,1
Итого:	12158,41	1823,76

3.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

3.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект приведен в таблице 26.

Таблица 26 - определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	3566300
2. Затраты на специальное оборудование	31800
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	44864,99
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	6729,74
5. Отчисления во внебюджетные фонды	13982,17
6. Накладные расходы	21895,44
7. Бюджет затрат НТИ	3685572,34

4. Социальная ответственность

4.1 Производственная безопасность

Работа на персональных электронно-вычислительных машинах относится к категории работ, связанных с опасными и вредными условиями труда. По природе действия опасные и вредные производственные факторы подразделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические [13]. В связи с тем, что на состояние здоровья работника химические и биологические факторы существенного влияния не оказывают, то рассматриваются лишь две группы факторов.

Таблица 27 – факторы, влияющие на здоровье людей

Источник фактора, наименование видов работы	Факторы (по ГОСТ 12.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Рабочим местом является диспетчерской . В диспетчерской рабочей зоной является место за персональным компьютером.	1. Отклонения температуры и влажности воздуха от нормы. 2. Недостаточная освещенность. 3. Повышенный уровень шумов 4. Электромагнитные излучения	1. Электро-безопасность 2. Пожаро-взрывобезопасность	Микроклимат – СанПиН 2.2.4.548 – 96 [2] Освещение – СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 [5] Шумы – СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [3] Электромагнитное излучение - СанПиН 2.2.4.1191-03 [12] Электробезопасность – ГОСТ 12.1.038-82 [6] Пожарная безопасность – ГОСТ 12.1.004-76[9]

4.1.1 Отклонения показателей микроклимата

Состояние здоровья человека, его работоспособность в значительной степени зависят от микроклимата на рабочем месте. Не имея возможности эффективно влиять на протекающие в атмосфере климатообразующие процессы, люди располагают качественными системами управления факторами воздушной среды внутри производственных помещений.

Работа оператора АСУ относится к категории работ Ia по СанПиН 2.2.4.1191-03 [12], производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. Оптимальные параметры микроклимата для этой категории работ приведены в таблице 28:

Таблица 28 - оптимальные параметры микроклимата

Сезон	Температура воздуха, t, °C	Температура поверхностей, t, °C	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный и переходный (среднесуточная температура меньше 10°C)	22-24	21 - 25	60-40	0.1
Теплый (среднесуточная температура воздуха 10°C и выше)	23-25	22-26	60-40	0.1

Допустимые параметры микроклимата приведены в таблице 29:

Таблица 29 - допустимые параметры микроклимата

Сезон	Температура воздуха, °C		Температура поверхностей, °C	Относ. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
	Диапазон ниже опт.	Диапазон выше опт.			Диапазон выше опт.	Диапазон ниже опт.
Холодный	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75	0,1	0,1
Теплый	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15-75	0,1	0,2

К мероприятиям по оздоровлению воздушной среды в производственном помещении относятся: в теплое время года для удаления избыточного тепла и влаги используется кондиционер, в холодное время года вводится система центрального отопления.

4.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

По нормам освещенности СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 [5] и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений. Нормирование освещенности для работы за ПК приведено в таблице 30:

Таблица 30 - нормирование освещенности для работы за ПК

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении и зрении на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение				Естественное освещение	
					Освещенность на рабочей поверхности от системы общего освещения, лк	Цилиндрическая освещенность, лк	Объединенный показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности К _{пл} , %, не более	КЕО е _н , %, при	
									верхнем или комбинированном	боковом
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	Б	1	Не менее 70	300	100*	21 18**	15	3,0	1,0
			2	Менее 70	200	75*	24 18**	20 15***	2,5	0,7

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК, представлены в таблице 31.

Таблица 31 - требования к освещению на рабочих местах,
оборудованных ПК

Освещенность на рабочем столе	300-500 лк
Освещенность на экране ПК	не выше 300 лк
Блики на экране	не выше 40 кд/м ²
Прямая блескость источника света	200 кд/м ²
Показатель ослеплённости	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
между рабочими поверхностями	3:1–5:1
между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	не более 5%

Источником света являются девять светильников типа LED с четырьмя светодиодными лампами типа ЛБ в каждом, со световым потоком каждой лампы $F=1980$ лм. Светильники расположены параллельными рядами на высоте $h=2$ м над рабочей поверхностью и на расстоянии 0,3 м в одном ряду.

При работе на ПЭВМ пользователь выполняет работу высокой точности, при минимальном размере объекта различения 0,3-0,5 мм (толщина символа на экране), разряда работы III, подразряд работы б (экран - фон светлый, символ - объект различения - темный или наоборот).

Проведем проверочный расчет искусственного освещения рабочего помещения:

$$E = \frac{F \cdot N \cdot n}{S \cdot z \cdot k},$$

где

E – минимальная освещенность, лк;

F – световой поток каждой из ламп, лм;

N – количество ламп;

n – коэффициент использования светового потока;

S – площадь рабочего помещения, м^2 ;

z – коэффициент неравномерности освещения, примем $z = 1,1$ – для светильников с люминесцентными лампами;

k – коэффициент запаса, учитывающий запыленность светильников и их износ. Примем $k = 1,5$, с учетом того, что офис является помещением с малым выделением пыли.

В офисе находятся 9 светильников, следовательно, $N = 9 \cdot 4 = 36$ ламп. Суммарная мощность светильников составляет 480 Вт. План расположения светильников в помещении изображен на рис. 14.

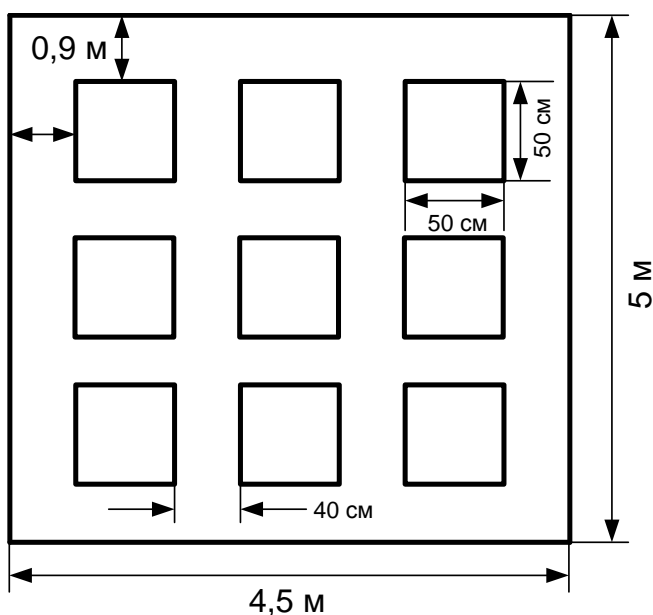


Рис. 14. План расположения светильников в помещении

Для определения коэффициента использования светового потока η , необходимо определить коэффициент отражения стен $\rho_{\text{ст}}$, коэффициент отражения потолка $\rho_{\text{п}}$, что учитывается величиной i – индексом помещения.

Индекс помещения определяется по формуле

$$i = \frac{S}{h \cdot (a + b)},$$

где

h – высота подвеса светильников (м);

a, b – стороны помещения (м);

S – площадь рабочего помещения (м).

В данном случае $i = \frac{22.5}{2 \cdot (5+4.5)} = 1.18$.

Из таблицы «Значения коэффициентов отражения потолка и стен»:

$\rho_{\text{ст}} = 50\%$, $\rho_{\text{п}} = 70\%$, что соответствует свежепобеленным поверхностям стен без штор и свежепобеленному потолку офиса.

Из таблицы «Коэффициент использования светового потока светильников с люминесцентными лампами» следует, что коэффициент использования светового потока равен 0,45.

Подставляя теперь известные значения, получим, что:

$$E = \frac{1980 \cdot 36 \cdot 0.45}{22.5 \cdot 1.1 \cdot 1.5} = 864 \text{ лк.}$$

Определим нормированное значение минимальной искусственной освещенности в офисе. Известно, что минимальная освещенность при использовании ПЭВМ, согласно [40], составляет $E_{\text{т}} = 300$ лк. С течением времени освещенность за счет уменьшения светового потока ламп и загрязнения светильника уменьшается, поэтому необходимо скорректировать величину освещенности $E_{\text{т}}$:

$$E_{\text{т}} = 300 \cdot 1.5 = 450 \text{ лк.}$$

Таким образом, с учетом минимальной освещенности в кабинете должно быть 450 лк. Действительная освещённость в кабинете равна 864 лк. Следовательно, качество искусственного освещения в рассматриваемом помещении удовлетворяет соответствующим нормативным требованиям [40].

4.1.3 Повышенный уровень шума

Одним из факторов, негативно влияющих на здоровье человека, является производственный шум. Вследствие долгого воздействия шума ухудшается слух, снижается трудоспособность, а также ухудшается внимание и координация работников.

На рабочем месте оператора АСУ основными источниками шума являются оборудование: персональный компьютер, различная периферия и др.

По нормам по СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 [3] (таблица 32) при выполнении основной работы на ПЭВМ уровень звука на рабочем месте не должен превышать 50дБ.

Таблица 32 - нормы по СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96

пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Рабочие места в помещениях дирекции, проектно-конструкторских бюро, расчетчиков, программистов вычислительных машин, в лабораториях для теоретических работ и обработки данных, приема больных в здравпунктах	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Помещения, в которых используются ПЭВМ, не должны граничить с помещениями, в которых уровень шума и вибрации превышают нормируемые значения. Для уменьшения уровня шума применяются следующие методы защиты:

1. В источнике возникновения: стремление не использовать колебательные движения, неуравновешенные движения, движения со знакопеременной нагрузкой, ударные механизмы, разбалансированные принципы движения механизмов; имеют преимущество вращательные детали, уменьшение скоростей движения, лучшая аэродинамика движущихся элементов, надлежащее крепление движущихся элементов.

2. На путях распространения: своевременный ремонт оборудования; стремление использовать «глухие» материалы по сравнению со «звонкими»; применение звукопоглощения и звукоизоляции; изменение направленности излучения шума; удаление рабочих мест от источника звука; экранирование; глушители.

3. Средства индивидуальной защиты: противошумовые шлемофоны, наушники, заглушки, вкладыши (беруши) [32].

По субъективным ощущениям шумовая обстановка на рабочем месте соответствует норме [32].

4.1.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Основным источником неблагоприятного воздействия компьютера на здоровье пользователя являются мониторы на основе электронно-лучевой трубки (ЭЛТ). Излучения, связанные с работой системного блока (в первую очередь - процессора), источников бесперебойного питания и прочих устройств. Все эти элементы формируют сложную электромагнитную обстановку на рабочем месте пользователя ЭВМ.

На биологическую реакцию человека влияют такие параметры электромагнитных полей ЭВМ, как интенсивность и частота излучения, продолжительность облучения и модуляция сигнала, частотный спектр и периодичность действия. Сочетание вышеперечисленных параметров может давать различные последствия для реакции облучаемого биологического объекта. Кроме того, следует отметить и такие дополнительные факторы, характерные для пользователей ЭВМ, как изменение состава воздуха, увеличение нагрузки на зрение, синдром длительной статической нагрузки и др. [12]

При работе с ЭВМ возможны различные заболевания кожи лица, а также заболевания зрительных органов – так называемый «компьютерный зрительный синдром». Во всех случаях для защиты от излучений глаза

должны располагаться на расстоянии вытянутой руки до монитора (не ближе 70 см).[18]

Для предохранения от излучения мониторов старого образца используют защитные фильтры, представляющие собой оптически прозрачную панель, которая жестко закрепляется на корпусе монитора с помощью кронштейна поверх экрана. На панель нанесен тонкий проводящий слой, который заземляется. Это позволяет подавить электромагнитное излучение, исходящее от экрана в осевом направлении. Кроме того, защитные фильтры устраняют блики, появляющиеся на стеклянных элементах монитора от осветительных приборов или солнечных лучей, которые отрицательно воздействуют на зрение оператора; уменьшают общую яркость экрана монитора, в то же время увеличивая контрастность изображения. [20]

Более поздние мониторы с маркировкой LowRadiation практически удовлетворяют требованиям стандартов. Компьютеры с жидкокристаллическим экраном не наводят статического электричества и не имеют источников относительно мощного электромагнитного излучения.

Нормы напряженности электромагнитного поля на расстоянии 50 см вокруг ВДТ по СанПиН 2.2.2.542-96 [33] по электрической составляющей приведены в таблице 33.

Таблица 33 – нормы по СанПиН 2.2.2.542-96 [33]

Наименование параметров	Допустимые значения
Напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см. вокруг ВДТ по электрической составляющей должна быть не более: в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц в диапазоне частот 2 – 400 кГц	25 В/м 2.5 В/м
Плотность магнитного потока должна быть не более: в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц в диапазоне частот 2 – 400 кГц	250 нТл 25 нТл
Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать	500 В

При защите от внешнего облучения, возникающего при работе с дисплеем, проводятся следующие мероприятия:

- для обеспечения оптимальной работоспособности и сохранении здоровья на протяжении рабочей смены должны устанавливаться регламентированные перерывы – при 8-часовом рабочем дне продолжительностью 15 минут через каждый час работы;
- дисплей устанавливается таким образом, чтобы от экрана до оператора было не менее 60-70 см;
- весь персонал обязан знать и строго соблюдать правила техники безопасности. Обучение персонала технике безопасности и производственной санитарии состоит из вводного инструктажа и инструктажа на рабочем месте ответственным лицом. [20]

4.2 Электробезопасность

Труд оператора АСУ связан с постоянным взаимодействием с ПК. Таким образом, существует опасность поражения работника электрическим током.

Так как приборы, работающие в помещении, питаются от сети с напряжением 220 В и частотой 50Гц, необходимо предусмотреть случаи случайного прикосновения к токоведущим частям и способы защиты от последствий таких действий [16]:

- наличие защитных ограждений или оболочек;
- безопасное расположение токоведущих частей и их изоляция;
- изоляция рабочего места;
- защитное отключение;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности;
- заземление корпусов устройств.

Перед началом работы необходимо убедиться, что выключатели и розетка закреплены и не имеют оголённых токоведущих частей. Перед приемом на работу очередного сотрудника необходимо проводить

инструктаж по электробезопасности. Также стоит предусмотреть проведение инструктажа при смене условий работы, при обновлении техники и плановый инструктаж.

4.3 Экологическая безопасность

При разработке любых автоматизированных систем возникает необходимость утилизировать производственные отходы [17], в качестве которых в данном случае выступают бумажные отходы (макулатура) и неисправные детали персональных компьютеров. Бумажные отходы должны передаваться в соответствующие организации для дальнейшей переработки во вторичные бумажные изделия. Неисправные комплектующие персональных компьютеров должны передаваться либо государственным организациям, осуществляющим вывоз и уничтожение бытовых и производственных отходов, либо организациям, занимающимся переработкой отходов. Второй вариант является более предпочтительным, так как переработка отходов является перспективным направлением развития технологии и позволяет сберегать природные ресурсы, а также является важным направлением государственного регулирования.

В процессе эксплуатации ГНПС, а именно хранении осушки, очистки, хранения нефти и газа, появляются источники негативного химического воздействия на окружающую среду. По влиянию и длительности воздействия данные источники загрязнения относятся к прямым и постоянно действующим. Предельно допустимые выбросы в атмосферу определяются по методике по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу. Испарение нефти и нефтепродуктов с поверхностей происходит достаточно легко при любой температуре. При этом выделяются низкомолекулярные углеводороды с примесями, например, алканы и циклоалканы. Алканы сравнительно малоядовиты и поддаются

биологическому разложению, в отличие от циклоалканов, которые плохо поддаются биологическому разложению. [23]

По охране окружающей среды проведены мероприятия:

- Максимальная герметизация производственного процесса;
- Сокращено прямоточное водоснабжение за счет использования аппаратов воздушного охлаждения для продуктов стабилизации нефти;
- Направление не сконденсировавшихся газов стабилизации в систему газосбора или в дренажные емкости;
- Осадки, после зачистки резервуаров и грунт с нефтепродуктами вывозятся в места, согласованные с санитарной инспекцией, для нейтрализации и дальнейшего закапывания;
- Замазученная ветошь, тряпки собираются и сжигаются за территорией установки, в местах, согласованных с пожарным надзором

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.4.1 Пожарная безопасность

К основным причинам пожаров на нефтебазах можно отнести следующие:

- переполнение при наливке резервуара, что приводит к предельной концентрации взрывоопасной смеси под верхней крышей резервуара;
- короткие замыкания в цепях систем автоматики;
- нагрев резервуаров в летний период, особенно в районах с жарким климатом;
- несоблюдение правил пожарной безопасности на территории нефтебаз (курение и т. п.).

Пожарная безопасность ГНПС в соответствии с требованиями [18] должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории ГНПС горючей паровоздушной среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего ГНПС, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

[24]

Горение нефти и нефтепродуктов происходит на поверхности самой жидкости. Основными огнетушащими веществами являются пенные составы, имеющие меньшую с нефтепродуктами плотность, покрывающие поверхность горящей жидкости и блокирующие поступление кислорода в среду горения. [25]

Все производственные помещения ГНПС относятся к категории А, степень огнестойкости здания I. Стены изготовлены из железобетона, кирпича, предел огнестойкости зданий и несущих конструкций 2 часа. [36]

На случай возникновения пожара предусмотрено по два эвакуационных выхода из каждого здания, шириной не менее 1 метра и высотой не менее 2 метров. Для тушения пожара применяются первичные средства тушения пожара: ящики с песком, кошма, пенные огнетушители ОХП – 10, ОХП – 15, ОВГ – 100 и ОУ – 2, ОУ – 8, которые находятся на каждой установке и в зданиях у выхода. [32]

ГНПС оборудована лафетными стояками, системами пожарного водопровода. При пожаре включаются противопожарные насосные станции.

Наружная установка по периметру оснащена пеногенераторными стояками, системами пожаротушения.

Мероприятия по предупреждению пожара:

- электрооборудование взрывозащищенного исполнения;
- напряжение для переносного электроинструмента и освещение не более 42В;
- систематическая проверка исправности заземления;
- герметизация технологического оборудования. [26]

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

4.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.

В условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти- или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырех бригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК [11] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

4.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Наличие в кабинете множества деревянных изделий (столы, шкафы, полки), электропроводов и электроприборов напряжением 220В дает право отнести помещение по степени пожаро- и взрывобезопасности к категории В [14]. При неправильной эксплуатации оборудования и коротком замыкании электрической сети может произойти возгорание, которое грозит

уничтожением ЭВМ, документов и другого имеющегося оборудования. Система вентиляции может стать источником распространения возгорания.

Для предупреждения пожаров от коротких замыканий и перегрузок необходимы правильный выбор, монтаж и соблюдение установленного режима эксплуатации электрических сетей, дисплеев и других электрических средств автоматизации. Кроме того, необходимо исключить образование горючей среды (герметизация оборудования, контроль воздушной среды, рабочая и аварийная вентиляция) и применять при строительстве и отделке зданий негорючих или трудно сгораемых материалов.

Помещение кабинета должно быть сухое, непыльное, с нормальной температурой воздуха и поэтому относится к классу помещений без повышенной опасности. Переключатели, кнопки и разъемы, клавиатура изолированы, пол покрыт электроизоляционным покрытием. Корпус ЭВМ изготовлен из металлического листа, обладает высокой механической прочностью и высокими экранирующими свойствами, покрыт токонепроводящими полимерными пластмассами. ЭВМ подключена к заземляющему контуру. [18]

Заключение

В процессе выполнения курсового проектирования была разработана система автоматического управления блоком стабилизации давления ГНПС, включающая в себе каналы измерения по технологическим параметрам, контуры регулирования и аварийной защиты.

Разработанная система имеет трехуровневую архитектуру: сигналы с датчиков полевого уровня поступают через контроллерное оборудование на АРМ оператора в виде экранных форм SCADA-системы.

При разработке САУ были детально проработаны структурные и функциональные, соответствующие ГОСТ и стандарту ANSI/ISA, схемы. В процессе работы были изучены все необходимые стандарты для разработки АСУ ТП, а также детально разобран технологический процесс ГНПС.

Разработанная система автоматического управления отвечает всем заявленным в техническом задании требованиям к разным видам обеспечения и системе в целом.

Список используемых источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно–методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2–е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408–93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд–во, 1986. – 311с.
8. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
10. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.

11. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно–эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно–вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ.
14. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд–во Юрайт, 2013. – 671с.
15. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
16. СНиП 2.11.03–93 “Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы”
17. ППБ 01–93 «Правила пожарной безопасности Российской Федерации».
18. НПБ 160–97 «Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования»
19. <http://klapan.ru>
20. <http://wikipedia.org>
21. <http://aelectric.ru/?p=8107>
22. http://iadt.siemens.ua/ru/p_s/ia/AS/PLC/S7-300/S7-300-CPU/S7-300-CPU-STANDARD/
23. <http://www.metrان.ru>
24. http://klapan8.ru/klapany_reguliruyuschie_
25. <http://siemens.el-complex.com/index.php>
26. <http://pipeline.gubkin.ru/oil/nps.html>
27. <http://www.asutp.ru/?p=400505>
28. <http://www.unipark.ru/>
29. http://www.rlda.ru/NPS_Automation.htm

30. <http://www.vniir.ru/engineering/03/>
31. <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/549431>
32. <http://www.kigan.ru/content/view/1276/5/>
33. http://sukhomlin.oit.cmc.msu.ru/AnalyzeIT/Ch5_2.html
34. <http://www.kontakt-1.ru/su507.html>
35. <http://www.docload.ru/Basesdoc/9/9922/index.htm>
36. <http://www.federation.santel.ru/>

Перв. примен

Справ. N

Подп. и дата

Инв. N дубл

Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл

ФЮРА.425280.001.ЭС.01

Верхний уровень:
Информационно-
вычислительный

Сервер БД



АРМ оператора



АРМ оператора



АРМ диспетчера



Ethernet

Средний уровень:
контроллерный

ПЛК



Коммуникационный
контроллер



Нижний уровень:
полевой

Датчики



4...20 мА

Исполнительные устройства



Изм.	Лист	N докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Ромкин А.А.		
Пров.		Громаков Е.И.		
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

ФЮРА.425280.001.ЭС.01

Функциональная схема
автоматизация по
ANSI/ISA-5.1-2009

Лит.	Масса	Масштаб
у		
Лист	Листов	

ТПУ ИК
Группа 8Т21

Копировал:

Формат А3

Перв. примен

Справ. N

Подп. и дата

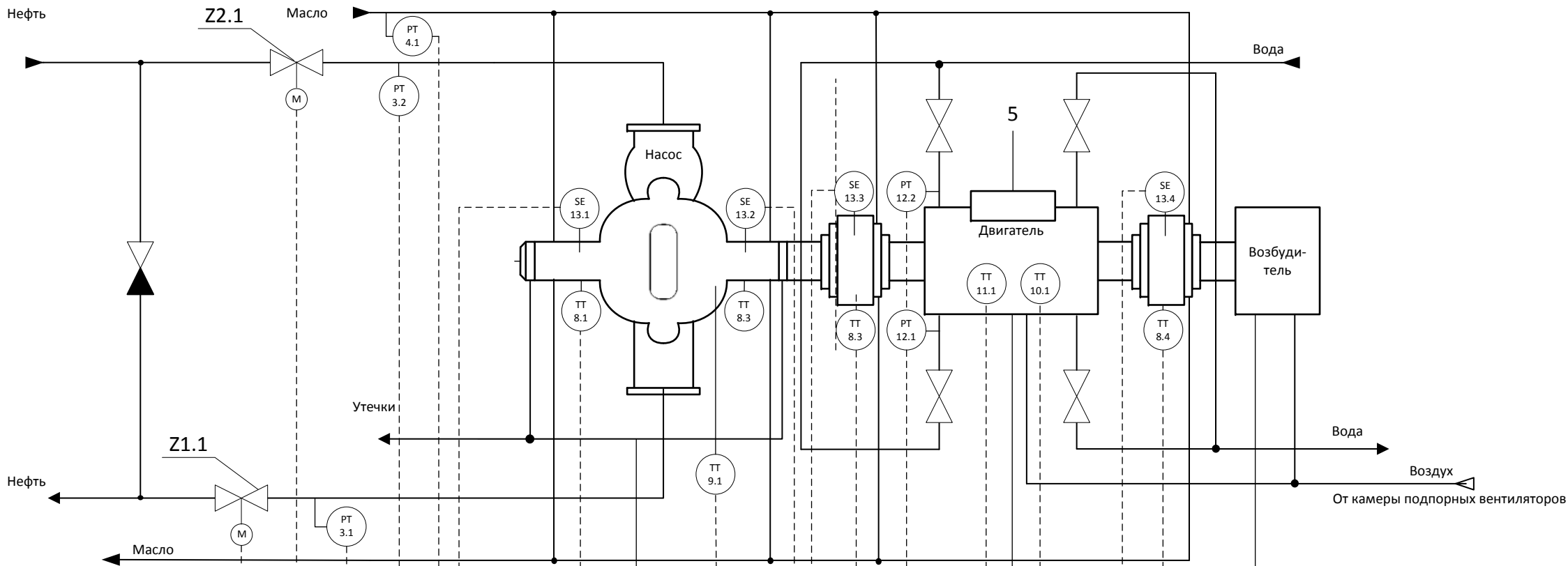
Инв. N дубл

Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл

ФЮРА.425280.001.ЭС.02



По месту															
	NS 1.2	NS 2.2	PT 3.1	PT 3.2	PT 4.1	TT 8.1	TT 8.3	TT 9.1	PT 5.1	PT 6.1	PT 7.1	TT 8.3	TT 8.4	TT 9.1	TT 10.1
Шкаф управления Modicon M340	AI														
	DI														
	DO														
	AO														
	Ethernet														
Операторский щит															
SCADA															

ФЮРА.425280.001.ЭС.02

Функциональная схема автоматизация по ГОСТ 21.408-2013

Лит.

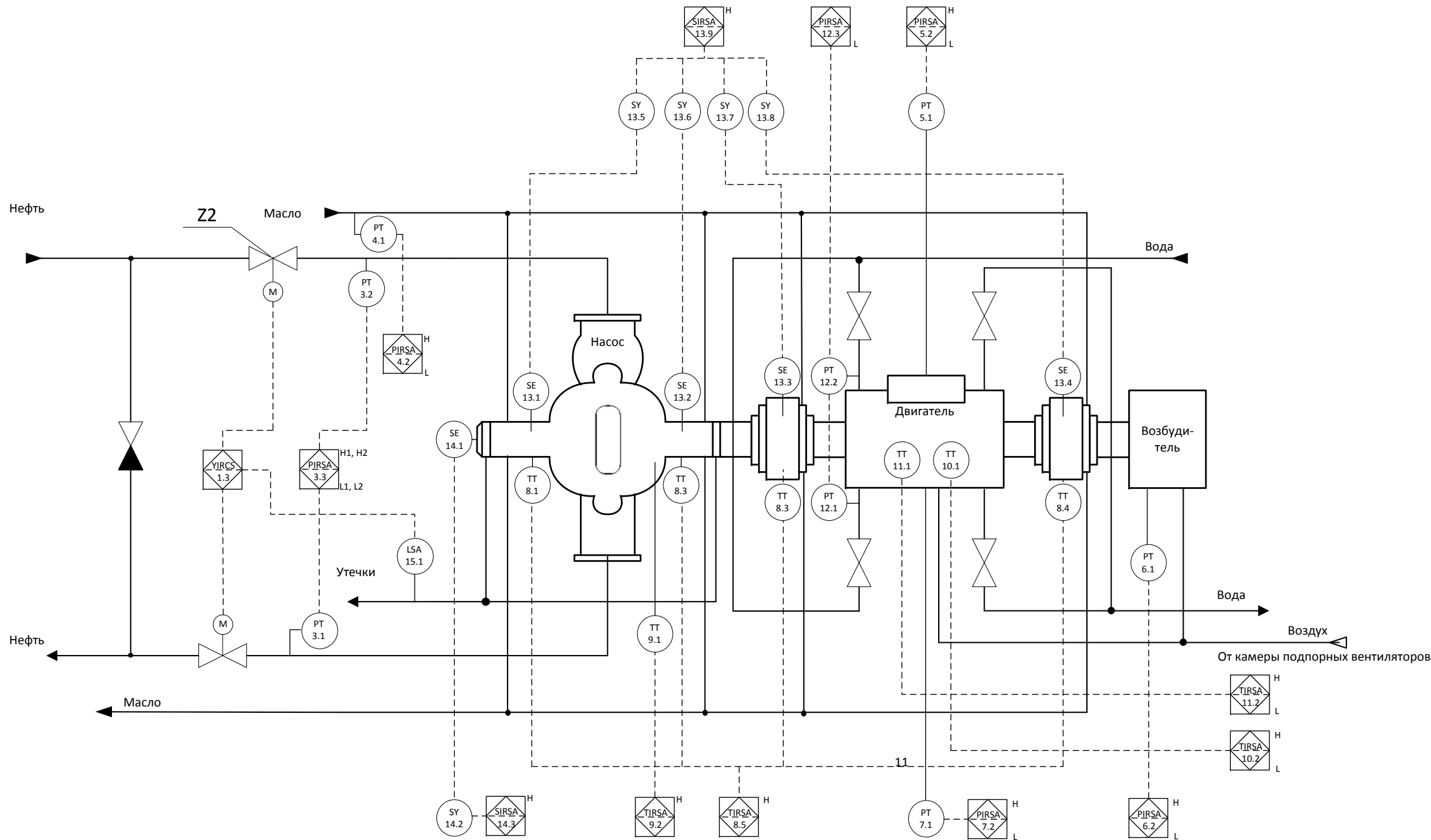
Масса

Масштаб

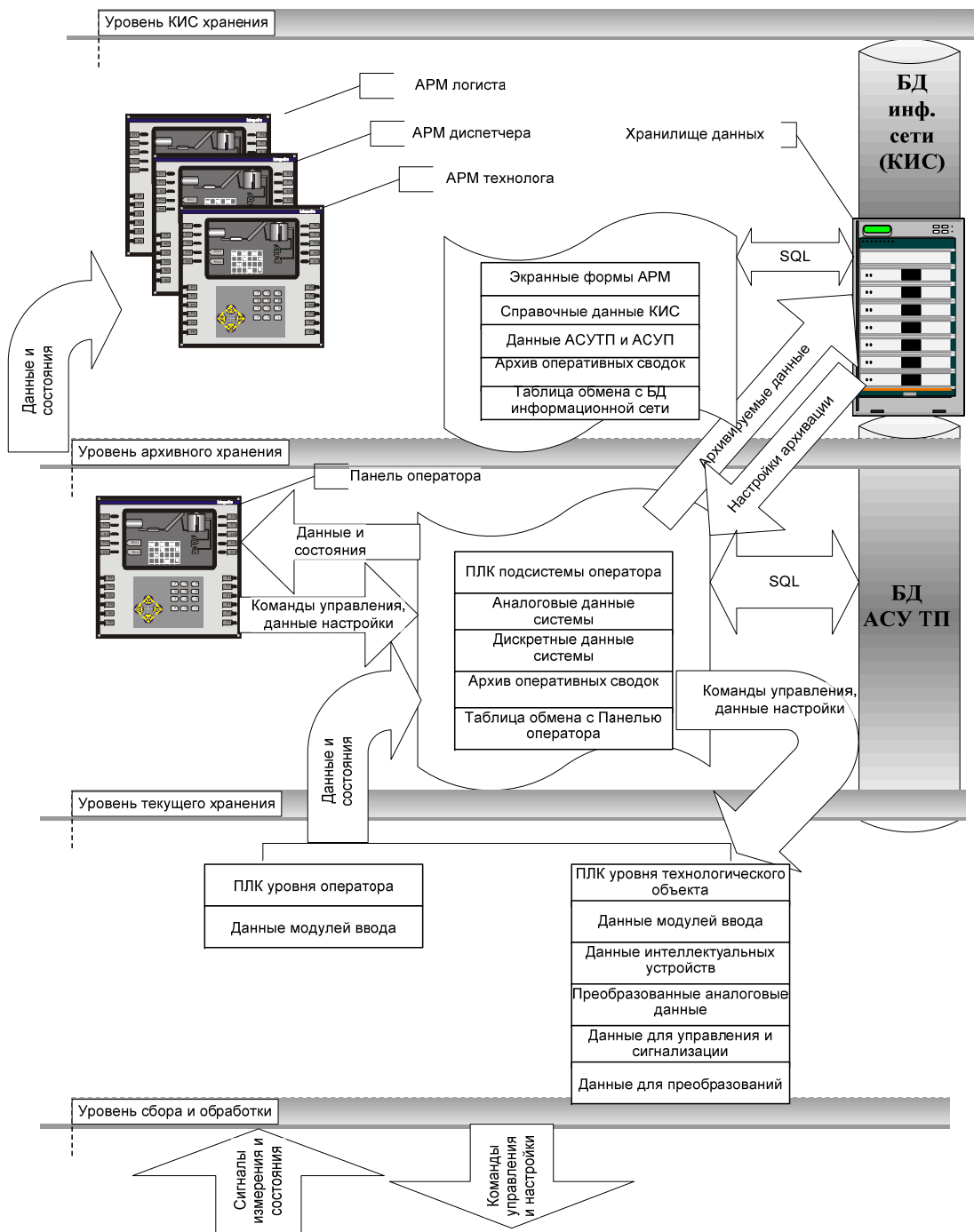
Лист

Листов

ТПУ ИК
Группа 8Т21



						ФЮРА.425280.001.ЭС.03				
						Функциональная схема автоматизация по ANSI/ISA-5.1-2009	Лит.		Масса	Масштаб
Изм.	Лист	N докум.	Подп.	Дата	у					
Разраб.	Ромкин А.А.									
Пров.	Громаков Е.И.									
Т.контр.										
							Лит		Листов	
Н.контр.							ТПУ ИК Группа 8Т21			
Утв.										



					ФЮРА.425280.001.ЭС.04			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема информационных потоков			
Разраб.	Ромкин А.А.							
Провер.	Громаков Е.И.							
Т.контр.								
Н.контр.								
Утв.								
					Лит.		Масса	Масштаб
					У			
					ТПУ ИК Группа 8Т21			

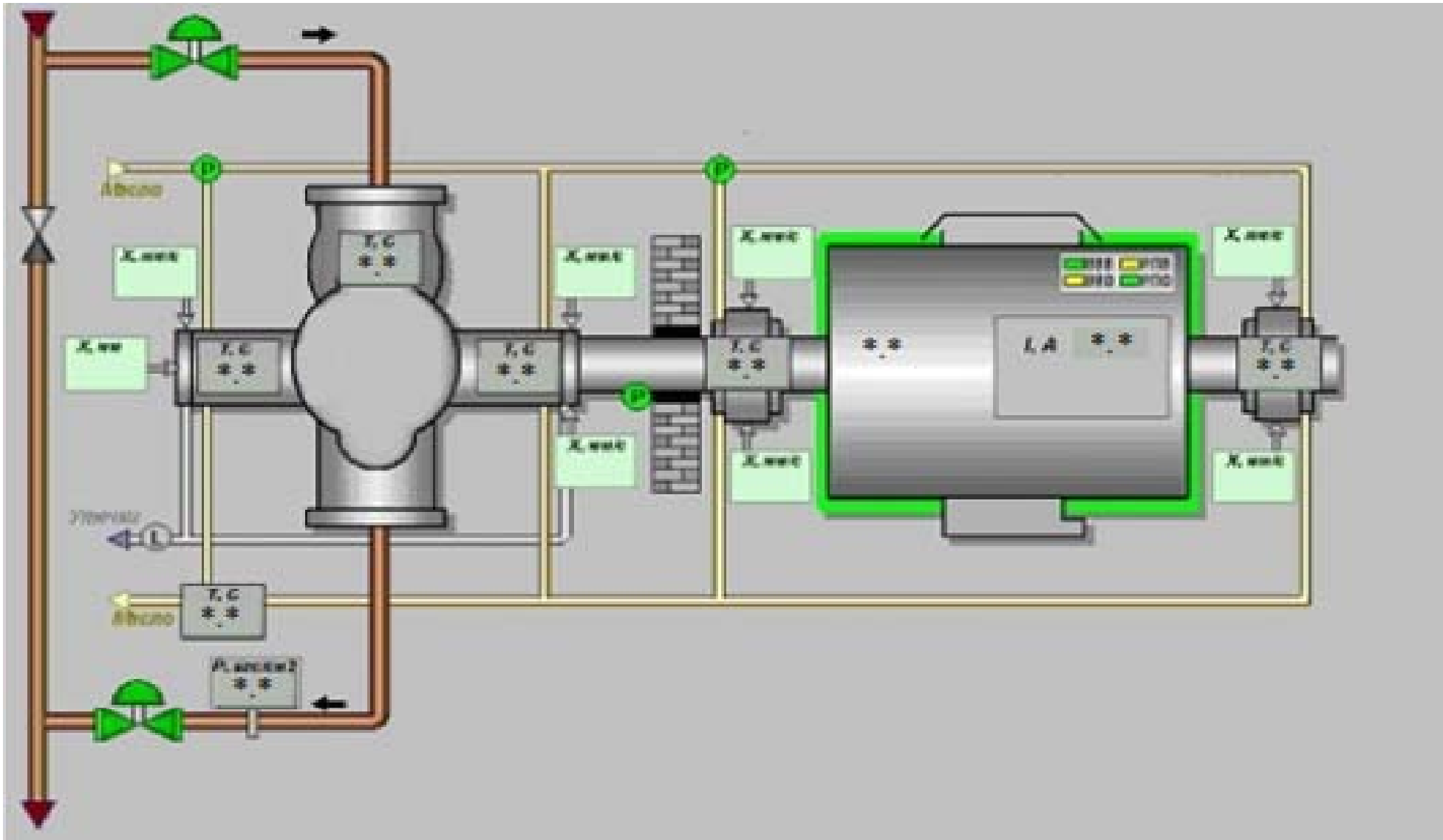
[illegible]

Наименование сигнала	Идентификатор	Диапазон измерения	Ед. изм.	Тип сигнала	Технологические установки			
					Допустимые		Предельные	
					min	max	min	max
Давление на входе МНА	DZH_NAS_NEFT_VH	0...7	МПа	4...20 мА	+	+	+	+
Давление на выходе МНА	DZH_NAS_NEFT_VwH	0...7	МПа	4...20 мА	+	+	+	+
Давление масла в системе маслоснабжения	DZH_MAS	0...30	кПа	4...20 мА	-	-	+	+
Давление воды в системе водяного охлаждения электродвигателя	DZH_VOD	0...300	кПа	4...20 мА	-	-	+	+
Температура переднего подшипника насоса	TEM_NAS_PEPD	0...60	°С	4...20 мА	+	+	+	+
Температура заднего подшипника насоса	TEM_NAS_ZAPD	0...60	°С	4...20 мА	+	+	+	+
Температура переднего подшипника электродвигателя	TEM_ELD_PEPD	0...60	°С	4...20 мА	+	+	+	+
Температура заднего подшипника электродвигателя	TEM_ELD_ZAPD	0...60	°С	4...20 мА	+	+	+	+
Температура корпуса насоса	TEM_NAS_KORP	-10...150	°С	4...20 мА	-	-	-	+
Температура воздуха в корпусе электродвигателя	TEM_ELD_KORP_VOZDU	-10...150	°С	4...20 мА	-	-	-	+
Температура обмоток электродвигателя	TEM_ELD_OBE	-10...150	°С	4...20 мА	-	-	+	+
Вертикальная виброскорость переднего подшипника насоса	VIB_NAS_PEPD_VERT	0...15	мм/с	4...20 мА	-	+	-	+
Вертикальная виброскорость заднего подшипника насоса	VIB_NAS_ZAPD_VERT	0...15	мм/с	4...20 мА	-	+	-	+
Вертикальная виброскорость переднего подшипника электродвигателя	VIB_ELD_PEPD_VERT	0...15	мм/с	4...20 мА	-	+	-	+
Вертикальная виброскорость заднего подшипника электродвигателя	VIB_ELD_ZAPD_VERT	0...15	мм/с	4...20 мА	-	+	-	+
Горизонтальная виброскорость переднего подшипника насоса	VIB_NAS_PEPD_HORIZ	0...15	мм/с	4...20 мА	-	+	-	+
Состояние входной задвижки	SST_ZV1	открыта/ закрыта	-	4...20 мА	-	-	-	-
Состояние выходной задвижки	SST_ZV2	открыта/ закрыта	-	4...20 мА	-	-	-	-
Команда открытия/закрытия входной задвижки	SST_ZV1_NEFT_CHNGE	открыть/ закрыть	-	4...20 мА	-	-	-	-
Команда открытия/закрытия выходной задвижки	SST_ZV2_NEFT_CHNGE	открыть/ закрыть	-	4...20 мА	-	-	-	-
Верхний предельный уровень нефти в поплавковой камере торцевого уплотнения системы сбора утечек	URV_CAM_NEFT_AVARH	-	-	4...20 мА	-	-	-	+

					ФЮРА.425280.001.ЭС.06								
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата									
Разраб.		Ромкин А.А.			Перечень входных/выходных сигналов ТП				Лит.		Масса	Масштаб	
Провер.		Громаков Е.И.							У				
Т.контр.													
Н.контр.									ТПУ ИК Группа 8Т21				
Утв.													

Инв.№ подл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инв.№ дубл	Подп. и дата	Справ. №	Перв. примен

ФЮРА.425280.001.ЭС.07



						ФЮРА.425280.001.ЭС.07				
						Экранная форма	Лит.	Масса	Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	у					
Разраб.	Ромкин А.А.									
Пров.	Громаков Е.И.									
Т.контр.					Лист		Листов			
						ТПУ ИК Группа 8Т21				
Н.контр.										
Утв.										

Копировал:

Формат А3